



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação

Este exemplar corre por de a redação final da tese
defendida por Taciana de Vasconcelos
Menezes aprovada pela Comissão
Julgado em 07.10.2005
Luiz C.P. da Silva
Orientador

UM MÉTODO INCREMENTAL PARA ALOCAÇÃO DAS
PERDAS DE TRANSMISSÃO BASEADO NO FLUXO DE
CARGA CA

200604624

Taciana de Vasconcelos Menezes

Orientador: Prof^o Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

Banca Examinadora:

- Prof^o Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva – DSCE/FEEC/UNICAMP
- Prof^o Dr. Dílson Amâncio Alves – DEE/FEIS/UNESP
- Prof^o Dr. Geraldo Roberto Martins da Costa – EESC/USP
- Prof^o Dr. Vivaldo Fernando da Costa – DSCE/FEEC/UNICAMP
- Prof^o Dr. Takaaki Ohishi – DENSIS/FEEC/UNICAMP
- Prof^o Dr. Eduardo Nobuhiro Assada – DSEE/FEEC/UNICAMP

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

Campinas, SP, 7 de Outubro de 2005.

UNIDADE	17C
Nº CHAMADA	
	F/Unicamp
	M 524 m
V	EX
TOMBO BC/	6 F099
PROC.	123/06
C	<input type="checkbox"/>
	D <input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	11.00
DATA	2/3/06
Nº CPD	

Bib Ed 375464

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

M524m Menezes, Taciana de Vasconcelos
Um método incremental para alocação das perdas de transmissão baseado no fluxo de carga CA / Taciana de Vasconcelos Menezes. --Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientador: Luiz Carlos Pereira da Silva
Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas,
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica - Transmissão. 2. Energia elétrica. 3. Sistemas de energia elétrica. I. Silva, Luiz Carlos Pereira da. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: An incremental method for transmission loss allocation based on AC power flow

Palavras-chave em Inglês: Transmission loss, Power flow

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutora em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Dilson Amâncio Alves, Geraldo Roberto Martins da Costa, Vivaldo Fernando da Costa, Takaaki Ohishi e Eduardo Nobuhiro Assada

Data da defesa: 07/10/2005

Resumo

Este trabalho apresenta um método para a alocação das perdas ativas de transmissão entre os agentes de um mercado de energia elétrica. No Brasil, a metodologia a ser implementada para a alocação das perdas baseia-se em métodos incrementais e na definição de fatores de perda tanto para a carga quanto para a geração. Esses fatores são calculados por meio de fluxo de carga CC, que considera algumas aproximações nas equações do fluxo de potência convencional. Devido a isto, acredita-se que este método possa fornecer uma alocação das perdas injusta aos participantes do mercado. Esta tese propõe uma metodologia para o cálculo dos fatores de perda, baseada em métodos incrementais, mas considerando a não-linearidade das equações do fluxo de carga, utilizando para isso um modelo de fluxo de carga CA. Os métodos CC e CA são aplicados a um sistema composto de 5 barras e a uma versão do sistema norte-nordeste brasileiro. Os resultados obtidos comprovam as limitações do método incremental CC, justificando a utilização de uma metodologia CA para a alocação das perdas. O método CA proposto mostrou-se eficiente e preciso no cálculo dos fatores de perda, além de permitir, diferentemente da metodologia CC, a consideração da sensibilidade da perda ativa total do sistema com a variação da potência reativa, o que a maioria dos métodos negligencia.

Abstract

This work presents a method for active power transmission loss allocation among electrical market participants. In Brazil, the methodology to be implemented for loss allocation is based on incremental methods and defines loss factors for generators and loads. This technique uses a DC load flow to calculate the loss factors, and so it does not consider the complete power flow equations. Consequently, this method may provide unfair loss allocation depending on the system operation condition. This thesis proposes a methodology to calculate the loss factors, based on incremental methods but using an AC load flow taking into account system non-linearity. The DC and AC methods are applied to a small system composed by five buses and to a version of the Brazilian North-Northwest system. The results prove the limitation of DC incremental method, justifying the use of a methodology based on AC load flow equation for losses allocation. The AC method proposed shows to be efficient and accurate to calculate the loss factors as well permits to include directly, differently from the DC method, the total active power loss sensitivities with respect to reactive power changes, which most of loss allocation techniques neglect.

Agradecimentos

Desejo expressar meus sinceros agradecimentos:

- Ao meu orientador, Prof. Luiz Carlos Pereira da Silva, pela excelente orientação e amizade;
- Aos professores do DSCE, DSEE e DENSIS pelo apoio e colaboração, em especial ao Prof. Vivaldo Fernando da Costa;
- Ao Marcelo pelo carinho e incentivo;
- A todos os amigos conquistados durante esses cinco anos em Campinas, em especial aos alunos da pós-graduação da UNICAMP, Adriana Scheffer, Carolina, Igor, Hugo e Renato pela agradável convivência e amizade;
- Às amigas Babi e Izabel pela excelente convivência familiar;
- À Fapesp pelo suporte financeiro dado a esse projeto;
- A minha família e diversos amigos que, mesmo distantes, estiveram próximos o bastante para me apoiar, em especial aos meus pais José Luiz e Izabel e à minha irmã Luciana pelo incentivo, amor e compreensão.

Sumário

Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	x
1 Introdução	1
2 O Problema de Alocação das Perdas de Transmissão	6
2.1 Formulação do Método Incremental CC.....	15
2.2 Análise das Aplicações do Método Incremental CC	23
2.2.1. Sistema Exemplo.....	23
2.2.2. Sistema Norte-nordeste Brasileiro.....	25
3 Método Incremental CA Repetitivo.....	31
3.1 Formulação do Método Incremental CA Repetitivo.....	32
3.2 Análise das Aplicações do Método Incremental CA Repetitivo	42
3.3 Comparação entre os Métodos Incrementais CC e CA Repetitivo.....	48
3.3.1. Sistema Exemplo.....	48
3.3.2. Sistema Norte-nordeste Brasileiro.....	52
4 Método Incremental CA Analítico.....	59
4.1 Formulação do Método Incremental CA Analítico.....	59

4.2	Comparação entre os Métodos Incrementais CA Repetitivo e Analítico	69
4.2.1.	Sistema Exemplo	69
4.2.2.	Sistema Norte-nordeste Brasileiro	70
4.3	Comparação entre os Métodos Incrementais CC e CA Analítico	72
4.3.1.	Diferentes Patamares de Carga para o Sistema Norte-nordeste	72
4.3.2.	Variação da Condição de Carga do Sistema Norte-nordeste.....	75
5	Inclusão da Sensibilidade Reativa no Método de Alocação das Perdas	76
5.1	Análise da Sensibilidade da Perda Ativa em Relação à Potência Reativa	76
5.2	Aplicação da Sensibilidade Reativa no Método CA para Alocação das Perdas	81
5.2.1.	Sistema Exemplo	81
5.2.2.	Sistema Norte-nordeste Brasileiro	81
5.3	Estudos Paramétricos no Sistema Norte-nordeste Brasileiro	83
6	Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	87
	Referências Bibliográficas	91
A	Dados do Sistema Exemplo	97
B	Dados do Sistema Norte-nordeste Brasileiro	99
C	Artigos Publicados e Submetidos durante o Projeto de Doutorado.....	103

Lista de Figuras

<i>Figura 2.1. Centro de Perdas do sistema.</i>	20
<i>Figura 2.2. Perdas ativas totais CC e CA (sistema exemplo).</i>	24
<i>Figura 2.3. Perdas CC no ponto P_0 e linearizadas em torno de P_0 (sistema exemplo).</i>	25
<i>Figura 2.4. Margem de carregamento com e sem limites de reativos (norte-nordeste).</i>	26
<i>Figura 2.5. Perdas ativas totais CC e CA (norte-nordeste).</i>	27
<i>Figura 2.6. Erro relativo entre as perdas CC e CA (norte-nordeste).</i>	27
<i>Figura 2.7. Fator de ajuste para diferentes barras de folga (norte-nordeste).</i>	28
<i>Figura 2.8. Erro entre os fatores de ajuste para diferentes barras de folga (norte-nordeste).</i>	28
<i>Figura 3.1. Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.</i>	32
<i>Figura 3.2. Erro relativo entre as magnitudes das tensões (barra de folga única e distribuída).</i>	38
<i>Figura 3.3. Erro relativo entre os ângulos das tensões (barra de folga única e distribuída).</i>	39
<i>Figura 3.4. Fatores de ajuste obtidos pelo Método Incremental CA (norte-nordeste).</i>	43
<i>Figura 3.5. Erro entre os fatores de ajuste para diferentes barras de folga (norte-nordeste).</i>	44
<i>Figura 3.6. Erro entre os fatores de ajuste para diferentes valores de γ (norte-nordeste).</i>	46
<i>Figura 3.7. Fator de ajuste com barra de folga distribuída e única (norte-nordeste).</i>	47
<i>Figura 3.8. Fatores de ajuste dos geradores para diferentes condições de carga.</i>	49

<i>Figura 3.9. Fatores de ajuste das barras de carga para diferentes condições de carga.</i>	50
<i>Figura 3.10. Erro entre os fatores de ajuste para diferentes condições de carga.</i>	50
<i>Figura 3.11 Fator de ajuste do gerador 2 e a perda total do sistema.</i>	51
<i>Figura 3.12. Fatores de ajuste CC e CA com barra de folga distribuída (norte-nordeste).</i>	52
<i>Figura 3.13. Erro relativo entre os fatores de ajuste CC e CA (norte-nordeste).</i>	53
<i>Figura 3.14. Fator de ajuste CC e CA da barra 14 e perda ativa total</i>	54
<i>Figura 3.15. Fatores de ajuste CC e CA da barra 292 e perda ativa total</i>	55
<i>Figura 3.16. Fator de ajuste CC e CA da barra 292 e perda ativa total.</i>	56
<i>Figura 3.17. Fatores de ajuste CC e CA da barra 42 e perda ativa total.</i>	56
<i>Figura 4.1. Erro relativo percentual para diferentes barras de folga (barras de carga).</i>	63
<i>Figura 4.2. Erro (%) entre os fatores de ajuste repetitivos e analíticos.</i>	64
<i>Figura 4.3. Erro (%) entre os fatores de ajuste das cargas (diferentes barras de folga).</i>	65
<i>Figura 4.4. Erro (%) entre os fatores de ajuste dos geradores (diferentes barras de folga).</i>	65
<i>Figura 4.5. Erro (%) entre os fatores de ajuste dos geradores (barra de folga distribuída).</i>	67
<i>Figura 4.6. Erro relativo percentual entre os fatores de ajuste (repetitivo e analítico).</i>	70
<i>Figura 4.7. Fator de ajuste CA analítico (ϕ^{novo}) e CA repetitivo (folga distribuída).</i>	71
<i>Figura 4.8. Erro entre os fatores de ajuste CA Analítico e CA Repetitivo.</i>	72
<i>Figura 4.9. Erro entre os fatores de ajuste CC e CA Analítico (carga leve).</i>	73
<i>Figura 4.10. Erro entre os fatores de ajuste CC e CA Analítico (carga pesada).</i>	74
<i>Figura 4.11. Erro médio e máximo entre os fatores de ajuste (carga leve e pesada).</i>	74
<i>Figura 4.12. Erro médio e máximo entre os fatores de ajuste CC e CA analítico (carga pesada).</i>	75
<i>Figura 5.1. Fatores de perda ativos para geradores e barras de carga (norte-nordeste).</i>	78
<i>Figura 5.2. Fatores de perda reativos para geradores e barras de carga (norte-nordeste).</i>	78
<i>Figura 5.3. $\cos(\delta)$ e $\sin(\delta)$ das barras de carga do sistema exemplo.</i>	79

<i>Figura 5.4. $\cos(\delta)$ e $\sin(\delta)$ das barras de carga do sistema norte-nordeste.</i>	80
<i>Figura 5.5. Fator de ajuste do norte-nordeste (inclusão a sensibilidade reativa).</i>	82
<i>Figura 5.6. Erro relativo entre os fatores de ajuste ilustrados na Figura 5.5.</i>	83
<i>Figura 5.7. Fatores de ajuste da barra 42 e perda ativa total.</i>	84
<i>Figura 5.8. Fatores de Ajuste da barra 63 e perda ativa total.</i>	85
<i>Figura 5.9. Fatores de ajuste da barra 75 e perda ativa total.</i>	85
<i>Figura A.1. Configuração do sistema exemplo de 5 Barras.</i>	97
<i>Figura B.1. Áreas do sistema norte-nordeste brasileiro</i>	99

Lista de Tabelas

<i>Tabela 2.1. Fatores de perda ϕ (sistema exemplo).</i>	19
<i>Tabela 2.2. Vetor ϕ_k e fatores de perda ϕ^* e ϕ' (sistema exemplo).</i>	20
<i>Tabela 2.3. Vetor ϕ_k e fatores de perda ϕ^* e ϕ' (sistema exemplo).</i>	23
<i>Tabela 2.4. Fatores de Ajuste CC para diferentes barras de folga (sistema exemplo).</i>	25
<i>Tabela 3.1. Fatores de perda CA normalizados para diferentes barras de folga (exemplo).</i>	35
<i>Tabela 3.2. Perda Total CA (barra de folga única e distribuída).</i>	37
<i>Tabela 3.3. Fatores de perda CA normalizados (barra de folga distribuída).</i>	40
<i>Tabela 3.4. Fatores de ajuste e Potências Líquidas geradas (barra de folga única).</i>	42
<i>Tabela 3.5. Fatores de ajuste CA e Potência Ativa Líquida.</i>	43
<i>Tabela 3.6. Fatores de ajuste CA para diferentes valores de γ.</i>	45
<i>Tabela 3.7. Fatores de ajuste CA com barra de folga única e distribuída.</i>	47
<i>Tabela 3.8. Fatores de ajuste CC e CA repetitivo.</i>	49
<i>Tabela 4.1. Fatores de ajuste CA analíticos para diferentes barras de folga.</i>	63
<i>Tabela 4.2. Fatores de ajuste CA analíticos para diferentes barras de folga (ϕ^{novo}).</i>	69

<i>Tabela 4.3. Fatores de ajuste CA repetitivo e analítico (sistema exemplo).....</i>	<i>70</i>
<i>Tabela 5.1. Fatores de perda ativos e reativos (sistema exemplo).....</i>	<i>77</i>
<i>Tabela 5.2. Fatores de ajuste do sistema exemplo (inclusão da sensibilidade reativa).....</i>	<i>81</i>
<i>Tabela A.1. Dados de barra do sistema exemplo.....</i>	<i>97</i>
<i>Tabela A.2. Dados de linha do sistema exemplo.</i>	<i>98</i>
<i>Tabela B.1. Dados de barra do sistema norte-nordeste.</i>	<i>100</i>

1 Introdução

O problema de alocação das perdas de transmissão veio merecer maior atenção a partir da desverticalização dos sistemas de energia elétrica. No ambiente de organização vertical, o preço da energia englobava além do custo de geração de potência ativa, outros custos operacionais para garantir o atendimento aos usuários com qualidade e segurança. Com a reestruturação do setor elétrico [De Abreu, 1999], [MME, 2003], [RE-SEB], [Shahidehpour, 2001] e o surgimento de um mercado competitivo os custos operacionais devem ser contabilizados separadamente. Um desses custos é o valor das perdas ativas de transmissão. Este deve ser pago pelos participantes do mercado de energia elétrica (empresas de geração e de distribuição) e a sua alocação deve ser feita de forma transparente e sem discriminação.

As perdas ativas nas linhas de transmissão, geralmente, representam cerca de 5% do total da energia elétrica produzida no sistema, significando assim um custo de milhões de dólares anuais [Cornejo, 2001], [Fang, 2002], [Gross, 2000], [Huang, 1999], [Zhaoxia, 2002]. No Brasil estima-se que este montante atinja meio bilhão de dólares por ano [Leite da Silva, 2001], [Leite da Silva, 2003]. Desta forma, torna-se importantíssimo encontrar uma metodologia eficaz para a alocação destas perdas entre os agentes do mercado, de modo que o preço a ser pago seja o mais justo e coerente possível.

Vários métodos vêm sendo propostos na literatura para resolver este problema [Conejo, 2002], [Cornejo, 2001], [Expósito, 2000], [Galiana, 2002], [Leite da Silva, 2003], entretanto, ainda não existe um consenso sobre o melhor critério a ser seguido, sendo que atualmente cada país utiliza uma metodologia diferente, e todas contêm um grau maior ou menor de aproximação. No Brasil, O método a ser implementado para alocação das perdas é baseado em métodos incrementais e sugere que sejam definidos fatores de ajuste das perdas, tanto para a carga quanto para a geração [Força Tarefa, 2001], [Leite da Silva, 2001], [Leite da Silva, 2003]. Sendo creditado aos geradores e debitado aos consumidores não o volume de energia medido, mas este volume multiplicado pelo fator de ajuste. Estes fatores devem indicar o impacto de cada agente na perda global do sistema, e são calculados, de acordo com o modelo proposto pela força tarefa MAE/ONS [Força Tarefa, 2001], por meio de um método de fluxo de carga CC. Por usar as equações do fluxo de carga CC e fazer algumas aproximações como, por exemplo, ignorar as perdas associadas aos fluxos de potência reativa nas linhas e o comportamento não-linear das perdas em relação aos diversos parâmetros do sistema, este método pode não ser suficientemente justo para a alocação das perdas ativas de transmissão entre os agentes de um mercado competitivo de energia elétrica.

Propõe-se, portanto, nesta tese de doutoramento, a definição de uma metodologia para o cálculo dos fatores de ajuste das perdas que elimine algumas das aproximações introduzidas no método CC. A metodologia proposta também é baseada em métodos incrementais, de forma a manter a máxima proximidade do ponto de vista conceitual do que vem sendo desenvolvido para o caso brasileiro, no entanto, considerando a não-linearidade das equações do fluxo de carga. Sendo conhecido o montante de perdas na Rede Básica, sua divisão pode ser feita proporcionalmente à variação das perdas ativas na transmissão quando se eleva marginalmente a injeção de potência ativa em cada barra do sistema, encontrando, assim, fatores de ajuste CA. Isto pode ser feito utilizando o modelo fluxo de carga CA, onde é representada a modelagem completa da rede [Monticelli, 1983].

Como este método CA proposto é baseado em um modelo não-linear completo, e não envolve as aproximações do método de fluxo de carga CC, espera-se que os resultados obtidos mostrem-se mais justos e coerentes que os obtidos pelo método CC proposto ao setor elétrico brasileiro.

Para alcançar os objetivos deste trabalho torna-se então necessário: conhecer o problema da alocação das perdas ativas de transmissão, surgido após o processo de reestruturação do setor elétrico; discutir algumas das diversas metodologias propostas na literatura, enfatizando o método a ser implementado no setor elétrico brasileiro e; finalmente, desenvolver uma nova metodologia, baseada ainda em métodos incrementais, porém que considere a não-linearidade das equações do fluxo de carga. O método incremental CC proposto ao setor elétrico brasileiro e a metodologia CA desenvolvida neste trabalho são então aplicados a um sistema exemplo composto de 5 barras, bem como a uma versão do sistema norte-nordeste brasileiro composto por de 398 barras e 552 linhas de transmissão.

Os resultados confirmam que a utilização do fluxo de potência CC para o cálculo das perdas ativas no sistema de transmissão contém muitas aproximações, fornecendo resultados bastante distantes do modelo CA proposto. O erro relativo dos fatores de ajuste CC em relação ao CA se torna mais evidente para sistemas altamente carregados, situação esta mais próxima da realidade para os sistemas elétricos atuais. Além disso, a metodologia CA proposta, diferentemente do método CC, fornece os mesmos fatores de ajuste das perdas independentemente da barra de folga escolhida, e esses fatores de ajuste acompanham exatamente a tendência das perdas totais do sistema, ou seja, uma determinada barra é beneficiada quando contribui para a diminuição das perdas ativas e penalizada mais fortemente quando contribui para o aumento das perdas.

Muitos dos fatores de ajuste das perdas propostos atualmente são calculados considerando somente as perdas ativas na rede, ignorando, assim, que o fluxo de potência reativa nas linhas e a demanda de reativos das barras também contribuem para as perdas ativas [Wu, 2001]. O modelo CA

proposto nessa tese possibilita a inclusão da sensibilidade da perda ativa total do sistema com a variação da potência reativa na sua formulação. Diante disto, a sensibilidade das perdas em relação à potência reativa também é analisada neste trabalho e, de acordo com a sua importância nos resultados, incluída no cálculo dos fatores de ajuste das perdas CA.

Naturalmente a proposta que ora se apresenta constitui mais uma tentativa de melhor equacionar o problema com relação à alocação das perdas ativas de transmissão. Não se pode ainda considerar como solução definitiva deste problema, mas certamente uma contribuição para melhorar a sua formulação e solução.

A presente tese está organizada da seguinte maneira:

O **capítulo 2** apresenta a origem do problema de alocação das perdas ativas de transmissão juntamente com uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados a respeito deste assunto, e algumas das principais metodologias existentes para a sua solução. Também é explicitado, detalhadamente, o método baseado nas equações do fluxo de carga CC proposto ao setor elétrico brasileiro para a obtenção dos fatores de ajuste das perdas. Pretende-se nesse capítulo quantificar o erro embutido no modelo CC, e identificar as situações onde este erro torna-se inadmissível.

No **capítulo 3**, a metodologia preliminar proposta para a alocação das perdas baseada nas equações do fluxo de carga CA é desenvolvida. Os fatores de ajuste das perdas CA são calculados pela repetição de um algoritmo computacional e o conceito da barra de folga distribuída é inserido no método com o intuito de eliminar a dependência dos fatores de ajuste com a barra de folga. Os resultados obtidos pelo método CA são então comparados com os obtidos pela técnica CC ilustrada no capítulo 2 confirmando a importância do uso de um modelo de fluxo de carga completo na formulação do problema. No entanto, este método preliminar ainda é pouco eficiente computacionalmente, uma vez que soluciona um fluxo de carga para cada barra do sistema. Torna-se

então imprescindível o desenvolvimento de um método incremental CA que forneça resultados próximos do modelo repetitivo, no entanto, rápido e robusto.

No **capítulo 4**, um método CA analítico para alocação das perdas é desenvolvido baseado em técnicas de sensibilidade, com o objetivo de oferecer resultados iguais, ou próximos, dos obtidos pelo método descrito no capítulo 3, no entanto, sem a necessidade de resolver um fluxo de carga para cada barra do sistema. Os fatores de perda calculados por esta metodologia analítica são comparados com os obtidos pela técnica repetitiva e os resultados são analisados.

No **capítulo 5**, a sensibilidade das perdas ativas totais com a variação da potência reativa de cada barra do sistema é analisada e, as alterações necessárias no método CA analítico para a inclusão desta sensibilidade no cálculo dos fatores de perda são apresentadas.

O **capítulo 6** mostra as conclusões e principais contribuições desta pesquisa, bem como algumas sugestões para trabalhos futuros.

Nos Apêndices A e B encontram-se os dados do sistema exemplo e do sistema norte-nordeste brasileiro respectivamente e, no Apêndice C têm-se os artigos desenvolvidos como consequência deste trabalho.

2 O Problema de Alocação das Perdas de Transmissão

No Brasil, as empresas de eletricidade, desde a segunda metade do século XIX até hoje, estiveram intrinsecamente ligadas aos processos de modernização e transformação socioeconômica. A iniciativa individual de alguns pioneiros, fundamental ao surgimento da energia elétrica no Brasil, quando o conhecimento tecnológico praticamente inexistia no país e os equipamentos eram importados, dá lugar hoje a um saber coletivo e disseminado [Junior, 1994]. Inicialmente, o setor elétrico brasileiro, como em outros países, foi estruturado por unidades verticalmente integradas. Normalmente, a geração e a transmissão em longa distância e extra-alta tensão estavam concentradas em companhias estatais federais, sendo a distribuição e a comercialização concentradas em companhias estatais estaduais. Tinha-se então um setor elétrico fortemente regulado, onde as funções de produzir, transportar e distribuir a energia elétrica em uma determinada região eram monopolizadas pelo Estado [De Abreu, 1999], [MME, 2003].

Com o objetivo de substituir o sistema elétrico monopolizado por um sistema de livre formação de preços, com descentralização das atividades, inicia-se em todo o mundo, inclusive no Brasil, o processo de reestruturação do setor elétrico [Christie, 1998], [De Abreu, 1999], [MME,

2003], [RE-SEB], [Shahidehpour, 2001]. Enfocando a competição, a eletricidade começou a ser vista como produto que poderia ser negociado no mercado e, para que se tornasse uma mercadoria atraente, separaram-se os diversos setores do sistema de eletricidade (geração, transmissão, distribuição e comercialização). Com isso, a comercialização da energia elétrica passou a ser feita por diversas empresas, tornando necessário o estabelecimento de uma nova estrutura de tarifação para cada serviço ofertado [De Abreu, 1999], [MME, 2003], [RE-SEB], [Shahidehpour, 2001]. No ambiente vertical, o preço da energia engloba além do custo de geração de potência ativa, outros custos operacionais para garantir o atendimento aos usuários com qualidade e segurança. Com a reestruturação do setor elétrico os custos operacionais são contabilizados separadamente sendo então definidos como serviços ancilares [De Abreu, 2001], [De Barros, 2001], [De Souza, 2002], [Gjengedal, 2000], [Sallé, 1996], [Singh, 1999].

No atual estágio de reestruturação do setor elétrico brasileiro, os serviços ancilares encontram-se pouco explorados, no que se refere a sua classificação e principalmente em relação às metodologias para sua tarifação. A definição precisa para serviços ancilares ainda é polêmica em diversos países, principalmente no Brasil onde as mudanças no setor elétrico são recentes. Nos Estados Unidos, por exemplo, a FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) e o NERC (*North American Electric reliability Council*) utilizam as seguintes definições [De Barros, 2001], [Sallé, 1996]:

- FERC: Serviços ancilares são aqueles necessários para prover a função básica de transmissão ao consumidor. Estes serviços vão desde ações tomadas para efetivação de transações até serviços para manter a integridade do sistema de transmissão, tal como suporte de reativos;
- NERC: Serviços ancilares são aqueles necessários, em um sentido mais amplo, para permitir que as áreas de controle e as entidades de compra e venda de energia operem com confiabilidade o sistema de transmissão.

Em [De Barros, 2001], [Sallé, 1996], [Singh, 1999], os serviços ancilares são definidos como recursos essenciais às ações do operador do sistema, de modo a atender os requisitos de qualidade da energia elétrica, mantendo a estabilidade de frequência e de tensão. Por fim, nota-se que os serviços ancilares são de extrema importância para manter a segurança do sistema e a qualidade da energia elétrica, e cabe ao Operador Independente do Sistema (OIS), responsável pela coordenação técnica e pela operação dos arranjos comerciais, a contratação e administração desses serviços.

Entre estes serviços pode-se citar o controle de frequência por meio da reserva de capacidade em MW, esquemas de desligamento utilizando corte de geração e alívio de carga e o controle de tensão por meio de reserva de capacidade em MVAR e operação dos geradores como compensadores síncronos. Outro desses serviços ancilares é o atendimento das perdas ativas nas linhas de transmissão. Assim, os geradores e distribuidores pagam pelas perdas existentes nas linhas ao operador do sistema e este repassa aos geradores que efetivamente atendem as perdas [Berizzi, 2001], [Expósito, 2000].

Torna-se então necessário o desenvolvimento de metodologias adequadas para realizar a alocação dos custos provenientes desses serviços ancilares para que o estímulo à competitividade possa ser mantido. No caso do custo das perdas ativas de transmissão, este deve ser pago pelos participantes do mercado de energia elétrica que têm acesso à rede básica (empresas de geração e distribuição) e tipicamente representa cerca de 5% do custo total da energia elétrica produzida no sistema, significando um custo de milhões de dólares anuais [Cornejo, 2001], [Fang, 2002], [Gross, 2000], [Huang, 1999], [Zhaoxia, 2002]. No Brasil estima-se que este montante atinja 4,5% do custo total [Cuervo, 2004], [Leite da Silva, 2001], [Leite da Silva, 2003]. Para que a eficiência econômica no ambiente competitivo seja alcançada, torna-se então necessário o desenvolvimento de metodologias eficazes para alocação destas perdas entre os agentes do mercado, de modo que o preço a ser pago seja o mais justo e coerente possível.

Vários métodos vêm sendo propostos na literatura para resolver o problema da alocação das perdas ativas de transmissão [Belati, 2004], [Conejo, 2002], [Cornejo, 2001], [Expósito, 2000], [Galiana, 2002], [Leite da Silva, 2003]. Entretanto, não existe um consenso sobre qual é o melhor método a ser seguido e todos eles possuem algum tipo de arbitrariedade. O resultado da alocação das perdas pode influenciar os custos, os lucros e as tomadas de decisões dos participantes do mercado de energia elétrica; além disso, pode influenciar a eficiência econômica das empresas e a operação segura do sistema. A principal dificuldade em encontrar um método eficiente e justo deve-se principalmente ao comportamento não-linear das perdas ativas na ocorrência de modificações na condição de operação do sistema [Conejo, 2002], [Cornejo, 2001], [Expósito, 2000], [Gross, 2000], [Zhaoxia, 2002]. Segundo [Cornejo, 2001] e [Fang, 2002], os métodos devem ser desenvolvidos com base nos seguintes critérios:

- Analisar o impacto de cada participante nas perdas considerando sua relativa localização e demanda na rede;
- Evitar ocorrências de subsídios cruzados, ou seja, situações em que a parcela da perda atribuída a uma barra com elevada demanda de potência, porém localizada próxima ao parque gerador, é maior do que aquela atribuída às barras que, mesmo com demanda de potência reduzida, contribuem mais acentuadamente para o aumento das perdas totais em função de sua localização no sistema¹.
- Ser consistente com a solução do fluxo de carga;
- Evitar ou reduzir o uso de aproximações;
- Ser simples e fácil de entender e de implementar.

¹ No caso brasileiro as grandes distâncias em termos de transmissão de energia e produção podem provocar tal situação.

A formulação dos métodos para alocação das perdas ativas de transmissão depende do modelo de mercado considerado [Berizze, 2001]. O conceito de mercado no setor elétrico foi introduzido a partir da reestruturação do setor e, assim a indústria de energia passou a ser representada por modelos de mercado [Born], [Ferrero, 1997], [Palácio, 2001], [RE-SEB], [Shahidehpour, 2001], [Wu, 2001]. A missão de todo modelo de mercado para o setor elétrico consiste em oferecer energia para famílias e empresas, suficiente para atender ao crescimento da demanda e da melhor forma possível. Deve, também, atender a princípios básicos, tais como: regularidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade e cortesia [De Abreu, 1999].

Um desses modelos de mercado é o chamado mercado *Pool*, criado a partir um acordo multilateral por meio do qual toda a energia do sistema interligado é negociada [Palácio, 2001], [RE-SEB], [Shahidehpour, 2001], [Wu, 2001]. Desta forma, um intermediador, ou administrador do mercado, compra a eletricidade de companhias de geração independentes e vende para as companhias de distribuição. O intermediador do mercado pode ser o Operador Independente do Sistema (OIS) ou uma entidade similar. Assim, o *Pool* é uma organização que permite garantir o abastecimento de energia mediante um processo de contratação entre vários ofertantes, ao mínimo custo, e a transferência aos consumidores por um custo médio.

Este modelo de mercado está sendo implementado no Brasil e o intermediador do mercado será batizado de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), cujas funções serão de promover leilões de compra e venda de energia, desde que delegado pela Aneel; apurar o preço de liquidação de diferenças do mercado de curto prazo por submercado; efetuar a contabilização dos montantes de energia comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes da operação; e apurar o descumprimento de limites de contratação de energia e outras infrações. Serão agentes com participação obrigatória no "*pool*": geradores com capacidade instalada igual ou superior a 50

MW; concessionárias ou autorizados de serviços de distribuição; agentes de comercialização, cujo volume seja igual ou superior a 500 GWh por ano e os consumidores livres [Eletrobrás, 2004].

Um outro modelo é o de Contratos Bilaterais, baseado em contratos financeiros entre geradores e distribuidores [Palácio, 2001], [RE-SEB], [Shahidehpour, 2001], [Wu, 2001]. Neste modelo não há a interferência do intermediador na comercialização da energia entre as companhias de geração e distribuição sendo os consumidores livres para comprar a energia elétrica da unidade geradora que preferirem. As empresas fornecedoras de energia devem pagar taxas às companhias de transmissão pelo uso da rede e taxas às companhias de distribuição locais referentes ao fornecimento da energia aos consumidores finais.

Pode-se ter também, um mercado onde o modelo *Pool* e o de Contratos Bilaterais estão presentes, chamado Modelo Híbrido [Palácio, 2001], [RE-SEB], [Shahidehpour, 2001], [Wu, 2001]. Neste modelo, o *Pool* serve a todos os participantes do mercado que optaram pela não assinatura de contratos bilaterais. Esta combinação tem sido adotada com mais frequência, pois mantém a vantagem de uma operação centralizada em um mercado mais competitivo.

Para os mercados *Pool*, os métodos para a alocação das perdas de transmissão denominados *Pro Rata* são os mais simples de entender e de implementar [Conejo, 2002]. As perdas ativas totais são divididas de forma proporcional às injeções de potência ativa nas barras de geração e de carga como apresentado na equação (2.1):

$$Perda_{Gi} = \frac{Perda_{Tot}}{2} \frac{P_{Gi}}{P_G} \quad Perda_{Cj} = \frac{Perda_{Tot}}{2} \frac{P_{Cj}}{P_C} \quad (2.1)$$

Em que: $Perda_{Gi}$ e $Perda_{Cj}$ são as perdas alocadas para o gerador i e à carga j respectivamente; $Perda_{Tot}$ representa a perda total do sistema; P_G e P_C são a soma da potência ativa de todas as barras de geração e carga respectivamente, e P_{Gi} e P_{Cj} representam a potência ativa do gerador i e da barra de carga j respectivamente.

Pode-se verificar pela equação (2.1) que as perdas totais do sistema são divididas metade para os geradores e o restante para as barras de carga. O problema existente nesse método é que a localização das barras no sistema não é considerada, resultando em vantagens para alguns participantes do mercado e desvantagens para outros. A Espanha e a Inglaterra são países que utilizam este método para a alocação das perdas [Conejo, 2002], [Grgic, 1999], [Gonzalez, 1999], [Ilic, 1998]. Este é também o método atualmente aplicado no Brasil, e que, devido às suas limitações, encontra-se em fase de discussão e possível substituição [Cuervo, 2004].

As metodologias baseadas na topologia da rede [Bialek, 1996], [Bialek, 1997], [Kirschen, 1997] também são de fácil implementação, e compõem procedimentos eficientes computacionalmente para alocação das perdas ativas. Esses métodos são fundamentados no princípio da divisão proporcional, no qual as injeções de potência ativa são divididas proporcionalmente entre os fluxos de saída de cada barra. O método proposto em [Bialek, 1997] é baseado em uma análise matricial da rede o qual pode ser dividido em duas partes: um algoritmo para jusante que permite conhecer a contribuição de cada consumidor no fluxo da potência ou da corrente em cada elemento da rede; e um algoritmo para montante que permite conhecer a contribuição de cada gerador no fluxo da potência ou da corrente em cada elemento da rede.

A partir desses dois algoritmos, o método resolve o problema de alocação das perdas em três etapas: na primeira são retirados os geradores do sistema e feita a alocação de perdas somente aos consumidores. Na segunda etapa, com os geradores e cargas, é feita a alocação das perdas aos geradores e na última etapa é feita a alocação das perdas remanescentes aos geradores. Com isto, este método aloca perdas às cargas independentemente da presença ou não dos geradores. Outra deficiência dessas metodologias está na validade do princípio da divisão proporcional. Além disso, estes métodos podem ser aplicados apenas em redes radiais e os resultados dependem da escolha da barra de folga do sistema.

Há também os Métodos Incrementais [Belati, 2004], [Conejo, 2002], [Elegerd, 1982], [Galiana, 2002], [Leite da Silva, 2001], [Leite da Silva, 2003], [Meisingset, 1999], [Schweppe, 1988] onde a divisão das perdas ativas totais do sistema é feita de forma proporcional às perdas ativas incrementais nodais. Estas representam a variação nas perdas ativas quando se eleva marginalmente a injeção de potência em cada barra da rede. A perda incremental de cada barra pode ser obtida por meio de relações de sensibilidade que são estabelecidas por metodologias convencionais de fluxo de potência ou fluxo de potência ótimo. As soluções obtidas por estes métodos são dependentes da barra de folga do sistema e não são alocadas perdas para esta barra. Isto representa uma limitação dos métodos incrementais, pois é necessário haver uma concordância entre os participantes do mercado na escolha da barra de folga. Além disso, estes procedimentos podem resultar em alocações de perdas negativas para algumas barras da rede, sendo isto provavelmente interpretado como um subsídio-cruzado [Conejo, 2002]. Em [Meisingset, 1999] são mostrados os resultados da implementação deste método no sistema elétrico da Noruega.

O método incremental proposto em [Belati, 2004], diferentemente da maioria das técnicas incrementais existentes na literatura, utiliza um fluxo de potência ótimo, com função objetivo as perdas ativas de transmissão, associado a uma técnica de sensibilidade para obter os coeficientes incrementais das barras ao invés de um fluxo de carga convencional. Esta metodologia não possibilita calcular coeficientes incrementais para a barra de folga sendo necessário empregar a técnica *pro rata* na alocação das perdas à barra de folga do sistema.

Para os mercados de contratos bilaterais e híbridos, há vários métodos disponíveis na literatura. Em [Gross, 2000], uma técnica baseada no fluxo de potência CC é proposta. Este método não leva em consideração a não-linearidade do problema e os resultados são insensíveis ao fluxo de potência reativa, encontrando assim, resultados aproximados e provavelmente injustos para alguns participantes do mercado. Em [Baran, 1999], o problema da alocação de suporte de reativo e das

perdas são considerados pelo cálculo da contribuição marginal de cada transação. Analisa-se também o impacto da ordem cronológica das transações na alocação final das perdas. Em [Expósito, 2000], os fluxos nas linhas são decompostos numa soma de componentes, onde cada um dos componentes corresponde a uma transação bilateral. Esta metodologia é lenta computacionalmente e devido às aproximações consideradas pelo fluxo de carga CC, as perdas são provavelmente alocadas de maneira injusta aos geradores e cargas do sistema.

Um método incremental para alocação das perdas é proposto em [Galiana, 2000]. Esta metodologia é tratada apenas para mercados bilaterais e somente a potência ativa é considerada, sendo ignorado o efeito da potência reativa no cálculo das perdas. O método proposto em [Cornejo, 2001] é baseado na matriz impedância Z_{bus} sem simplificações e enfatiza, principalmente, as correntes nas linhas de transmissão, fato este justificado devido a corrente ser o fator dominante no cálculo das perdas. Este método fornece alocações negativas para aqueles geradores que contribuem para reduzir as perdas totais do sistema, o que pode ser interpretado como subsídio-cruzado.

A maioria destas metodologias existentes leva a resultados relativamente próximos. O fato é que em todos os métodos propostos na literatura as alocações finais das perdas ativas sempre contêm algumas arbitrariedades. Nota-se também que muitos dos métodos propostos atualmente para a alocação das perdas ativas consideram somente o fluxo de potência ativa na rede, ignorando, assim, que o fluxo de potência reativa nas linhas e a demanda de reativos das barras também contribuem para as perdas ativas totais do sistema.

No Brasil o método a ser implementado para a alocação das perdas ativas de transmissão ainda não foi completamente definido, encontrando-se em fase de testes [Força tarefa, 2001], [Leite da Silva, 2001], [Leite da Silva, 2003]. Este é fundamentado nos métodos incrementais e na definição de fatores de ajuste das perdas para as barras de geração e de carga. Esses fatores indicam o quanto das perdas no sistema deve ser atribuído a cada gerador e a cada consumidor. Sendo

creditado aos geradores e debitado aos consumidores não o volume de energia medido na barra de fronteira, mas este volume multiplicado pelo fator de ajuste. Estes fatores devem indicar o impacto de cada agente na perda global do sistema, e são calculados por meio de um método de fluxo de carga CC. Este modelo de fluxo de carga linear é baseado no acoplamento da potência ativa com o ângulo da tensão de cada barra, considerando assim, algumas aproximações nas equações do fluxo de potência convencional [Monticelli, 1983]. Devido às aproximações nas equações para o cálculo do estado do sistema e conseqüentemente dos fatores de perda, acredita-se que este método possa fornecer uma alocação injusta para as perdas ativas de transmissão aos participantes do mercado.

Diante do exposto, a proposta desta tese de doutorado é definir uma metodologia para o cálculo de um índice para a alocação das perdas ativas de transmissão, ainda baseada no modelo incremental proposto ao setor elétrico, no entanto, considerando a não-linearidade das equações do fluxo de carga. Para isto, é necessário o estudo detalhado do método incremental linear proposto ao setor elétrico brasileiro com o intuito de mostrar suas limitações e assim justificar a necessidade de uma metodologia baseada nas equações do fluxo de carga CA na divisão das perdas ativas de transmissão entre os participantes do mercado de energia elétrica.

2.1 Formulação do Método Incremental CC

O método para a alocação das perdas de transmissão proposto ao setor elétrico brasileiro [Força Tarefa, 2001], [Leite da Silva, 2001], [Leite da Silva, 2003], denominado neste trabalho de método incremental CC, define um Centro de Perdas para o sistema, que seria uma barra onde os geradores do mercado entregariam toda a energia produzida e onde os consumidores receberiam a energia consumida. Com isso, do total das perdas ativas de transmissão existentes no sistema, metade é atribuída às empresas de geração e o restante aos consumidores. O centro de perdas do

mercado deve ser uma barra fictícia, sendo determinada sempre que há a necessidade de recalculando os fatores de perda, de modo a dividir as perdas entre o conjunto dos geradores e o conjunto dos consumidores na proporção predefinida.

Conhecendo o montante de perdas ativas totais na transmissão, pode-se calcular os fatores de perda pela variação das perdas, quando se eleva marginalmente a injeção de potência em cada barra do sistema. Esses fatores são obtidos tanto para a carga quanto para a geração e indicam o quanto das perdas no sistema deve ser atribuído a cada gerador e a cada consumidor. Os montantes de geração ou carga líquidos no Centro de Perdas são obtidos multiplicando-se os valores de geração ou carga medidos na fronteira da rede básica pelo fator de perda, que são obtidos utilizando um modelo de fluxo de carga CC.

O cálculo do fluxo de carga em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado (tensões complexas das barras), da distribuição dos fluxos (potências ativas e reativas que fluem pelas linhas e transformadores) e de algumas outras grandezas de interesse [Monticelli, 1983]. A modelagem do sistema é estática e é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. As equações básicas do fluxo de potência são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó como um de seus terminais. Isso equivale a se impor a Primeira Lei de Kirchhoff. A Segunda Lei de Kirchhoff é utilizada para expressar os fluxos de potência nos componentes internos como funções das tensões (estados) de seus nós terminais. Considerando as equações do fluxo de carga na forma mais geral, tem-se:

$$g(V, \theta) = 0 \quad (2.2)$$

Onde g são as equações algébricas do balanço de potência ativa e reativa de cada barra; V é o vetor de magnitude das tensões nas barras e θ é vetor de ângulo das tensões nas barra.

O fluxo de carga CC considera algumas aproximações nas equações que compõem o fluxo de potência convencional [Monticelli, 1983]:

- Assume que todas as magnitudes de tensão são iguais a 1 p.u.;
- Ignora o fluxo de potência reativa, as perdas reativas nas linhas e os taps dos transformadores.

Com estas aproximações o fluxo de carga é reduzido a um conjunto de equações lineares e as perdas ativas totais podem ser expressas por [Força Tarefa, 2001], [Leite da Silva, 2001], [Leite da Silva, 2003]:

$$PERDAS_{Totais}^{CC} = F^T R F \quad (2.3)$$

Onde F é o vetor de fluxos nas linhas e R é a matriz diagonal das resistências das linhas.

O vetor de potência ativa injetada nas barras (P) e o vetor fluxo de potência (F) são calculados por:

$$\begin{aligned} P &= B' \theta \\ F &= DCXP = \beta P \end{aligned} \quad (2.4)$$

Onde B' é a matriz de rede cujo termo $B'_{ik} = -B_{ik}$, θ é o vetor de ângulos das tensões nas barras, D é a matriz diagonal de susceptâncias dos circuitos, C é a matriz de conectividade, X é a inversa de B' com zeros na coluna e linha da barra de referência e β é a matriz de sensibilidade dos fluxos nas linhas com relação às injeções nas barras.

Pode-se verificar que embora o Fluxo de potência CC seja um modelo linear que relacione ângulos e potências nas barras, as perdas não são lineares com relação aos ângulos e às potências injetadas, ou seja, a perda total CC do sistema é uma função quadrática das injeções de potência. A proposta do método incremental CC é que os fatores de perda sejam calculados a partir de uma expressão linear das perdas CC em função da potência ativa injetada nas barras (P) em torno de um ponto de operação P_0 conhecido expressa por:

$$PERDAS_{Totais}^{CC}(P) = PERDAS_{Totais}^{CC}(P_0) + \left. \frac{\partial PERDAS_{Totais}^{CC}}{\partial P} \right|_{P_0} (P - P_0) \quad (2.5)$$

A partir da equação (2.5) são definidos fatores de perda tanto para a carga quanto para a geração de cada barra do mercado dados por:

$$\phi = \left. \frac{\partial PERDAS_{Totais}^{CC}}{\partial P} \right|_{P_0} = 2F_0^T R\beta \quad (2.6)$$

Onde F_0 é o vetor de fluxos nos circuitos no ponto de operação P_0 e R é a matriz diagonal com as resistências de cada circuito.

Os fatores de perda são, portanto, calculados pela linearização das perdas CC em torno de um ponto de operação P_0 e representam a variação da perda ativa de transmissão obtida pelo fluxo de carga CC quando se eleva marginalmente a injeção de potência ativa em cada barra do sistema. Por convenção, as injeções de potência ativa são positivas quando entram na barra (geração) e negativas quando saem da barra (carga), logo fatores de perda positivos para geradores e negativos para barras de carga indicam que um incremento da potência ativa destas barras provocaria um aumento da perda ativa total do sistema.

A Tabela 2.1 apresenta os fatores de perda ϕ obtidos pelo método incremental CC para o Sistema Exemplo composto de 5 barras ilustrado no Apêndice A. Este sistema tem 2 geradores e foi usado em [Força Tarefa, 2001], [Leite da Silva, 2001] para ilustrar a aplicação do fluxo de carga CC na alocação das perdas de transmissão. O fator de carregamento do sistema (valor pelo qual se multiplicam a geração e a carga de cada barra do sistema) é considerado unitário (caso base). Pode-se observar que no vetor ϕ não existe sensibilidade das perdas em relação à barra de folga, ou seja, o gerador desta barra não pagaria pelas perdas. Assim, uma mudança na escolha da barra de folga implica em diferentes fatores de perda para o sistema, sendo nulo o fator de perda da nova barra de folga. Além disso, o fator de perda do gerador 2 é negativo, indicando que o aumento da geração

desta barra provoca uma diminuição nas perdas totais do sistema, o que pode ser interpretado como subsídio-cruzado.

Tabela 2.1. Fatores de perda ϕ (sistema exemplo).

BARRA	FATOR DE PERDA ϕ
1	0,0000
2	-0,0342
3	-0,0633
4	-0,0671
5	-0,0771

A inexistência do fator de perda na barra de folga do sistema é resolvido em [Força Tarefa, 2001], [Leite da Silva, 2001], [Leite da Silva, 2003], pela definição de um critério que divida as perdas igualmente entre carga e geração. É obtido assim, um vetor constante $\phi_k = [k \ k \ k \dots \ k]$ onde k é a média ponderada dos fatores de perda de todas as barras, cujos pesos são as injeções de potência ativa nas barras de geração e de carga expresso por:

$$k = \frac{\sum_{i=1}^{n_B} \phi_i (P_{Gi} + P_{Ci})}{\sum_{i=1}^{n_B} (|P_{Gi}| + |P_{Ci}|)} \quad (2.7)$$

Sendo P_G e P_C as potências ativas das barras de geração e carga respectivamente e n_B o número de barras do sistema.

Define-se então o fator de perda ϕ^* , para todas as barras do sistema, dado por:

$$\phi^* = \phi - \phi_k \quad (2.8)$$

Com o deslocamento dos fatores de perda originais por um vetor constante ϕ_k são calculados fatores de perda para todas as barras do sistema, sendo estes positivos para todos os geradores e negativos para todas as barras de carga, ou seja, evita-se a provável ocorrência de subsídios-cruzados neste método, e atribui-se o fator de perda médio ponderado à barra de folga.

A equação para as perdas linearizadas em torno de P_0 fica:

$$PERDAS_{Totais}^{CC}(P) = \phi' P \quad (2.9)$$

Sendo $\phi' = \frac{1}{2}\phi^*$ o novo fator de perda, onde o fator $\frac{1}{2}$ indica que metade das perdas é atribuída aos geradores, enquanto a outra metade é distribuída entre as barras de carga.

A Tabela 2.2 ilustra o vetor ϕ_k , o fator de perda ϕ^* e o novo fator de perda ϕ' para o sistema exemplo. Têm-se agora fatores de perda para todas as barras, inclusive a barra de folga, e não há alocações negativas de perdas para as barras de geração do sistema. Conhecendo os vetores ϕ' e a injeção de potência ativa de cada barra, pode-se calcular a parcela das perdas totais atribuída a cada barra do sistema, isto é:

$$PERDAS_{Totais}^{CC}(P) = \phi'_1 P_1 + \phi'_2 P_2 + \dots + \phi'_i P_i + \dots + \phi'_{n_B} P_{n_B} \quad (2.10)$$

Onde o termo $\phi'_i P_i$ representa a parcela de perdas atribuída à barra i .

Tabela 2.2. Vetor ϕ_k e fatores de perda ϕ^* e ϕ' (sistema exemplo).

BARRA	VECTOR ϕ_k	FATOR DE PERDA ϕ^*	FATOR DE PERDA ϕ'
1	-0,0374	0,0374	0,0187
2	-0,0374	0,0032	0,0016
3	-0,0374	-0,0259	-0,0130
4	-0,0374	-0,0297	-0,0148
5	-0,0374	-0,0397	-0,0199

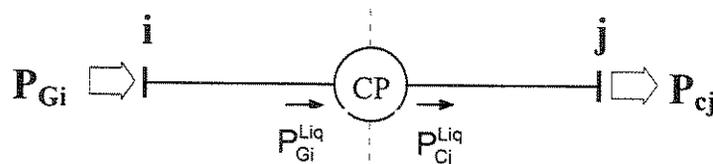


Figura 2.1. Centro de Perdas do sistema.

Considerando um centro de referência para as perdas (CP) como mostra a Figura 2.1, tem-se:

- Para uma barra de geração i : $P_i = P_{Gi}$ ($P_{Gi} > 0$)

Sua contribuição para perdas é: $PERDA(P_{Gi}) = \phi'_i P_{Gi}$

Sua geração líquida é: $P_{Gi}^{Liq} = P_{Gi} - PERDA(P_{Gi})$, $P_{Gi}^{Liq} = [1 - \phi'_i] P_{Gi}$ (2.11)

▪ Para uma barra de carga j: $P_j = -P_{Cj}$ ($P_{Cj} > 0$)

Sua contribuição para perdas é: $PERDA(P_{Cj}) = -\phi'_j P_{Cj}$

Sua carga líquida é: $P_{Cj}^{Liq} = P_{Cj} + PERDA(P_{Cj})$, $P_{Cj}^{Liq} = [1 - \phi'_j] P_{Cj}$ (2.12)

O fator $[1 - \phi'_i]$ relaciona a potência líquida (que efetivamente chega ao Centro de Perdas) com a potência existente ou medida na barra “i”. Este termo é chamado de **fator de ajuste** da barra i.

Todo o desenvolvimento anterior é feito assumindo que a geração total e a carga total do sistema são iguais, o que não ocorre na realidade. Para corrigir isso, é definido em [Força Tarefa, 2001], [Leite da Silva, 2001], [Leite da Silva, 2003], um **fluxo de carga CC com perdas**, onde a perda em cada linha de transmissão é avaliada de forma simplificada e uma carga fictícia de valor “ $Perdas_L/2$ ” ($Perdas_L$ é a perda da linha L) é colocada em cada extremidade da linha. Calcula-se novamente o fator de perda ϕ' como explicitado anteriormente, no entanto, considerando a carga fictícia nos cálculos, e define-se um fator de correção σ para igualar o total de perdas atribuídas aos agentes ao montante de perdas verificadas na rede básica dado por:

$$\sigma = \frac{Perda_{Totais}^{CA}}{\phi' P_0^{novo}} \quad (2.13)$$

Onde $P_0^{novo} = P_G^{novo} - P_C$, sendo P_G^{novo} o vetor das potências geradas incluindo o montante gerado para suprir as perdas e $Perda_{Totais}^{CA}$ são as perdas totais obtidas pelo fluxo de carga CA.

Com isso, o fator de perda final CC (ϕ_{final}^{CC}) e o fator de ajuste final CC (FA_{final}^{CC}) são calculados da seguinte forma:

$$\begin{aligned}\phi_{final}^{CC} &= \sigma\phi' \\ FA_{final}^{CC} &= (1 - \phi_{final}^{CC})\end{aligned}\tag{2.14}$$

Como os fatores de perda calculados pelo método incremental CC são todos positivos para os geradores e negativos para as barras de carga, os fatores de ajuste serão menores que a unidade para as barras de geração e maiores que a unidade para as barras de carga. Isto significa que sempre será contabilizado para os geradores uma injeção menor do que a efetivamente gerada, e para as cargas uma injeção maior do que a efetivamente consumida, sendo essa diferença a contribuição de cada agente para o atendimento das perdas de transmissão da rede básica.

O fator de perda ϕ' , o fator de perda CC e o fator de ajuste CC finais obtidos pelo método incremental CC para o sistema exemplo são mostrados na Tabela 2.3. Os resultados apresentados são para um fator de carregamento unitário e o gerador 1 como barra de folga do sistema. Na Tabela 2.3 também estão expostas as potências ativas de cada barra e sua potência ativa líquida entregue ao centro de perdas. Os fatores de perda finais CC são positivos para as barras de geração e negativos para as barras de carga, fornecendo assim fatores de ajuste menores que 1 para os geradores e maiores que 1 para os consumidores do sistema. Quanto mais próximo o fator de ajuste do valor unitário, menor impacto nas perdas, e conseqüentemente, menor sua contribuição nas perdas ativas totais do sistema.

Credita-se aos geradores não sua potência ativa gerada P_G e sim P_G^{Liq} e aos consumidores (cargas) debita-se P_C^{Liq} . Por exemplo, na Tabela 2.3, o gerador 2 injeta 20 MW de potência ativa na rede entretanto é creditado a ele 19,98MW, por outro lado, debita-se a barra 4(barra de carga) 0,58MW a mais do necessário para atender sua carga, esta parcela é referente a contribuição desta barra às perdas nas linhas. A perda total do sistema (4,59MW) é então dividida metade entre as barras de geração (2,295MW) e a outra metade entre as barras de carga (2,295MW).

Tabela 2.3. Vetor ϕ_k e fatores de perda ϕ^* e ϕ' (sistema exemplo).

BARRA	$P(MW)$	ϕ'	ϕ_{final}^{CC}	FA_{final}^{CC}	$P^{Liq}(MW)$
1	125+4,59	0,018951	0,017538	0,9825	127,31
2	20	0,0011885	0,0010999	0,9989	19,987
3	-45	-0,013664	-0,012645	1,0126	-45,566
4	-40	-0,015562	-0,014402	1,0144	-40,579
5	-60	-0,020702	-0,019159	1,0192	-61,15

2.2 Análise das Aplicações do Método Incremental CC

Primeiramente, analisam-se alguns dos resultados da aplicação do método incremental CC ao pequeno sistema exemplo citado anteriormente e ilustrado no Apêndice A. Posteriormente, os resultados obtidos em uma versão do sistema norte-nordeste brasileiro apresentado no Apêndice B, composto por 398 barras e 552 linhas de transmissão são avaliados com o intuito de observar o desempenho do método incremental CC em sistemas reais.

2.2.1. Sistema Exemplo

A Figura 2.2 ilustra as perdas ativas totais do sistema exemplo obtidas utilizando os fluxos de carga CC e CA à medida que se aumenta o fator de carregamento do sistema. Pode-se observar que quanto maior o carregamento mais as perdas CC diferem das perdas obtidas pelo modelo de fluxo de carga CA. Considerando que as perdas anuais do sistema elétrico brasileiro representam quase meio bilhão de dólares, o erro embutido neste número pode afetar consideravelmente a receita de empresas participantes no mercado de energia elétrica. Nota-se também na Figura 2.2 que o valor da perda ativa total CC em função do carregamento do sistema comporta-se de forma não-linear,

comprovando a não-linearidade do problema e a necessidade de utilizar um fluxo de carga CA para o cálculo das perdas elétricas do sistema bem como para a sua distribuição entre os agentes do mercado.

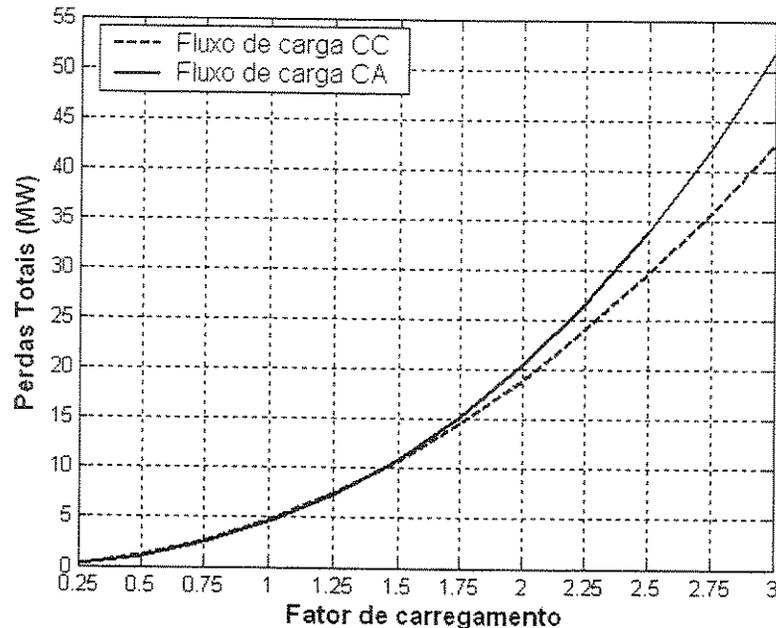


Figura 2.2. Perdas ativas totais CC e CA (sistema exemplo).

O fator de perda obtido pelo método CC é calculado pela linearização das perdas CC em torno de um ponto de operação. A Figura 2.3 ilustra os valores das perdas totais linearizadas e as perdas CC totais sem a linearização, para o sistema exemplo. Mostra-se mais uma vez, que esse modelo linear para as perdas apenas se aproxima das perdas CC para baixos carregamentos. Observa-se também na Figura 2.3 que o erro médio relativo entre as perdas CC e as perdas CC linearizadas cresce à medida que se aumenta o carregamento do sistema. Como os fatores de ajuste das perdas propostos em [Força Tarefa, 2001], [Leite da Silva, 2001], [Leite da Silva, 2003] são baseados nesse modelo linear, acredita-se que a distribuição das perdas no sistema por meio deste modelo provavelmente não é feita de forma equitativa aos participantes do mercado.

Os fatores de ajuste obtidos pelo método CC para o sistema exemplo, praticamente permanecem os mesmos com a mudança da barra de folga, como mostra a Tabela 2.4. Apesar da

diferença entre os fatores de ajuste ser pequena para este sistema, será visto adiante que para sistemas maiores essa diferença mostra-se bastante acentuada.

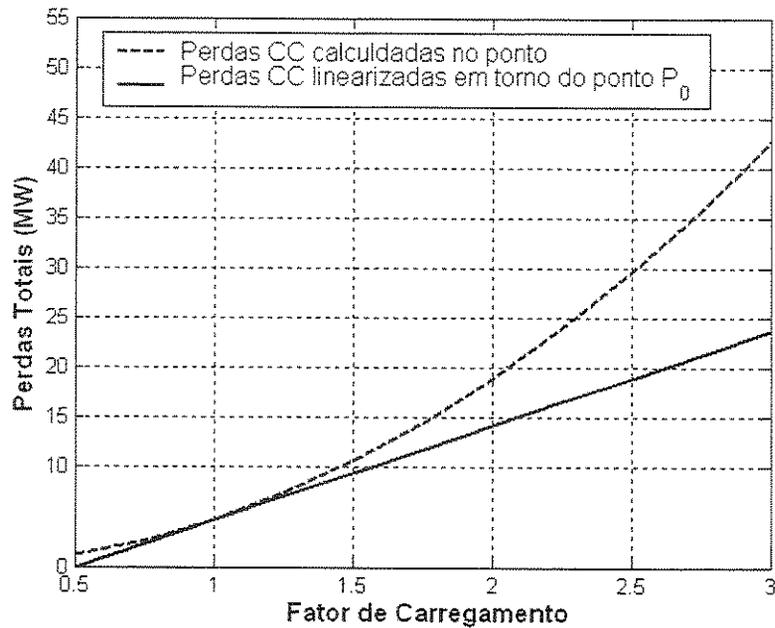


Figura 2.3. Perdas CC no ponto P_0 e linearizadas em torno de P_0 (sistema exemplo).

Tabela 2.4. Fatores de Ajuste CC para diferentes barras de folga (sistema exemplo).

MÉTODO INCREMENTAL CC (Fator de carregamento unitário)		
BARRAS	FATORES DE AJUSTE	
	Folga: barra 1	Folga: barra 2
1	0,9825	0,9826
2	0,9989	0,9989
3	1,0126	1,0122
4	1,0144	1,0139
5	1,0192	1,0186

2.2.2. Sistema Norte-nordeste Brasileiro

Em todos os resultados apresentados neste trabalho, o sistema norte-nordeste brasileiro opera sob carga pesada, situação esta mais próxima da realidade para os sistemas elétricos atuais. A Figura

2.4 apresenta a condição de máximo carregamento para este caso, obtida utilizando métodos de curva PV. Pode-se observar que desconsiderando os limites de reativos a margem de carregamento é de 1,42%, e considerando os limites de reativos a margem torna-se bem menor, apenas 0,8%. Portanto, para esta situação de carga, o sistema opera numa região altamente não-linear.

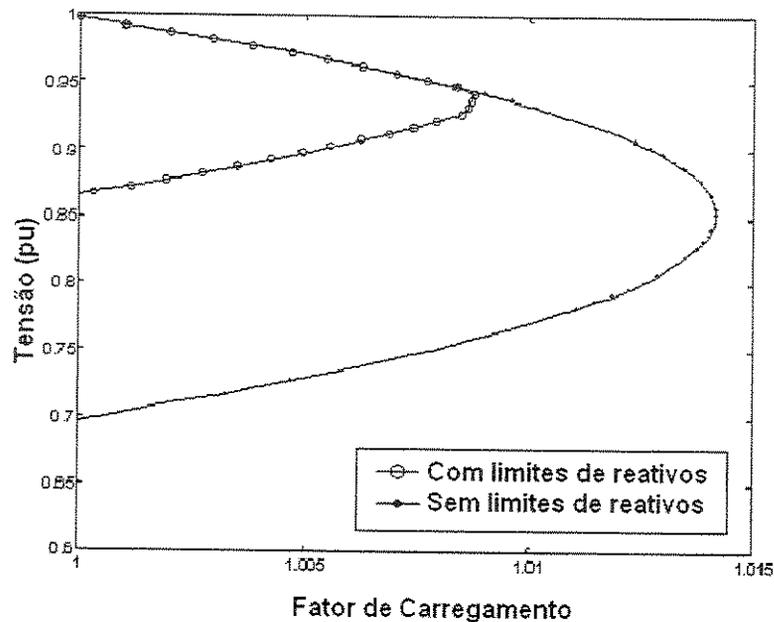


Figura 2.4. Margem de carregamento com e sem limites de reativos (norte-nordeste).

A Figura 2.5 mostra a variação das perdas totais do sistema norte-nordeste ao se variar o fator de carregamento do sistema. Verifica-se que as perdas calculadas pelo fluxo de carga CC diferem bastante das perdas calculadas pelo fluxo de carga CA. O erro relativo percentual entre as curvas da Figura 2.5 é bastante elevado, como observado na Figura 2.6. Deve-se isto ao fato do sistema norte-nordeste operar em uma região altamente não-linear e possuir perdas ativas elevadas. Conseqüentemente, a utilização de um fluxo de carga CC para o cálculo das perdas ativas torna-se inadequado para sistemas deste porte, sendo necessário o uso de um fluxo de carga não-linear.

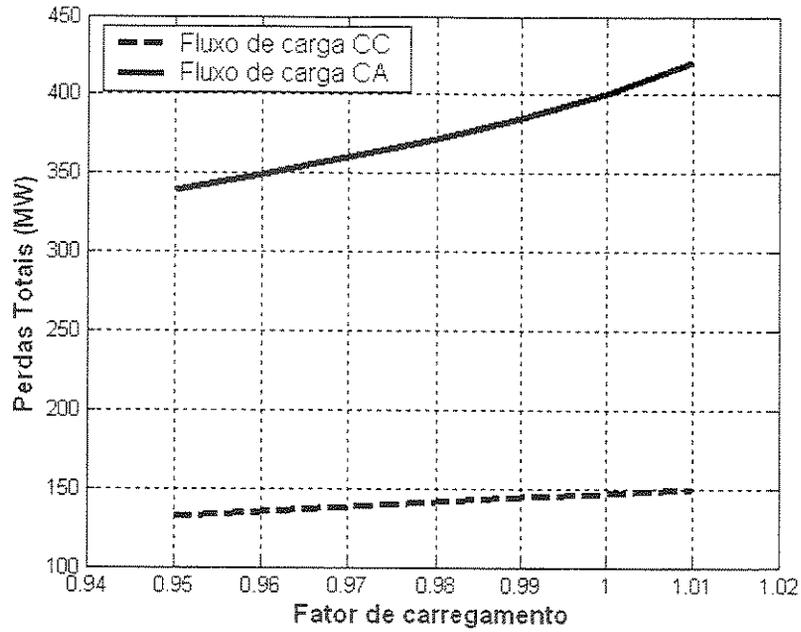


Figura 2.5. Perdas ativas totais CC e CA (norte-nordeste).

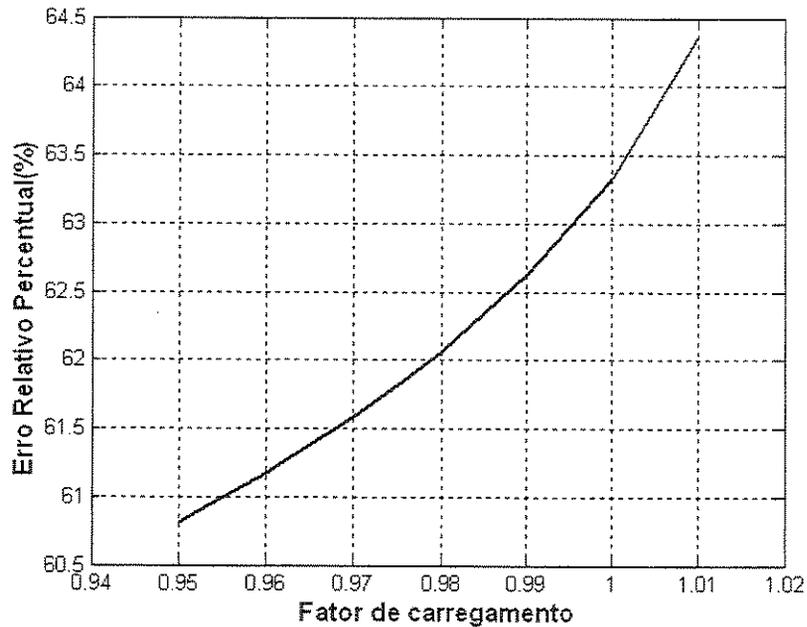


Figura 2.6. Erro relativo entre as perdas CC e CA (norte-nordeste).

Os fatores de ajuste obtidos pelo método incremental CC para o sistema norte-nordeste, diferentemente do que foi mostrado para o sistema exemplo, dependem da barra de folga escolhida,

como ilustra a Figura 2.7. São calculados fatores de ajuste para 5 barras de folga diferentes. A cada nova barra de folga, novos fatores de ajuste são obtidos.

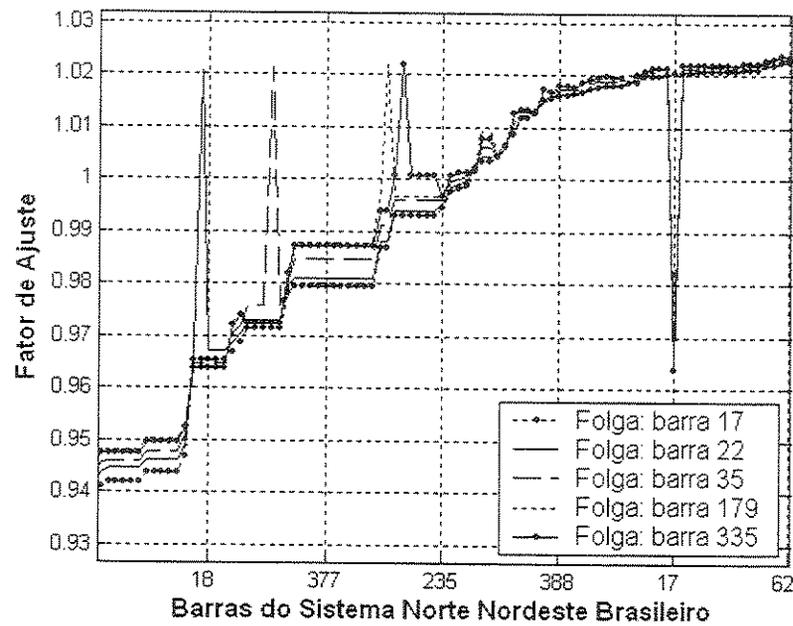


Figura 2.7. Fator de ajuste para diferentes barras de folga (norte-nordeste).

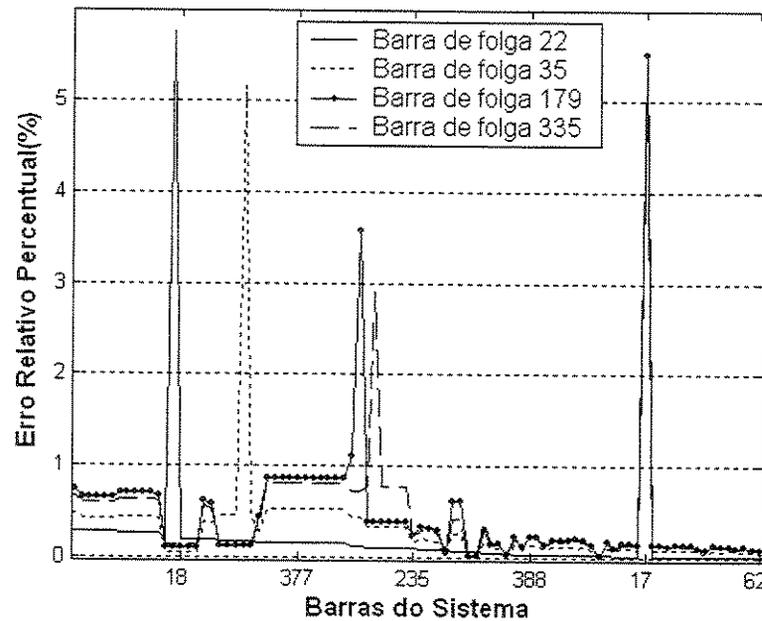


Figura 2.8. Erro entre os fatores de ajuste para diferentes barras de folga (norte-nordeste).

A Figura 2.8 apresenta os erros relativos percentuais entre os fatores de ajuste mostrados na Figura 2.7, tendo como referência a barra de folga 17. Na maioria dos casos, esses erros não atingem 1,0% porém podem alcançar até 5% para algumas barras do sistema. Considerando que as perdas anuais do sistema elétrico brasileiro são bastante elevadas, o erro de 5% pode afetar consideravelmente a receita de empresas participantes no mercado de energia elétrica.

Conclui-se, portanto, que a utilização do fluxo de carga CC para o cálculo das perdas ativas no sistema de transmissão e a necessidade de linearização dessas perdas para a obtenção dos fatores de ajuste contém muitas aproximações, o que leva a resultados distantes do modelo de fluxo de carga CA, principalmente para sistemas altamente carregados, situação mais próxima da realidade nos sistemas elétricos atuais. Como o fator de perda é obtido pela linearização das perdas DC em torno de um ponto de operação, é bastante provável que a distribuição das perdas no sistema por meio desse modelo linear não seja feita de forma equitativa aos participantes do mercado. Além disso, os resultados obtidos são dependentes da escolha da barra de folga para o sistema, o que torna esse método pouco eficiente, pois é necessário que todos os participantes do mercado concordem antecipadamente na escolha da barra de folga do sistema.

A proposta deste trabalho de doutoramento é definir uma metodologia para alocação das perdas ainda baseada no modelo incremental proposto ao setor elétrico, contudo considerando a não-linearidade das equações do fluxo de carga no cálculo dos fatores de ajuste das perdas. O objetivo é manter a máxima proximidade do modelo já desenvolvido para o setor elétrico brasileiro do ponto de vista conceitual, tendo como foco a substituição do modelo CC por um modelo CA. Para isto diversas hipóteses consideradas pelo modelo CC são mantidas, até mesmo para que seja possível comparar os seus resultados com os fornecidos pela metodologia CA proposta nesta tese.

As principais hipóteses mantidas para a definição de um método CA para alocação das perdas são:

- O modelo proposto é baseado em métodos incrementais: a contribuição de cada agente para as perdas é proporcional à sensibilidade da perda total do sistema em relação à variação incremental da injeção de potência ativa de cada agente.
- Divisão igualitária entre agentes geradores e consumidores: metade da perda total do sistema é dividida entre os agentes geradores e a outra metade entre os agentes consumidores com acesso à rede básica.
- Não é permitida a ocorrência de subsídios-cruzados: todos os agentes geradores e consumidores contribuem positivamente para as perdas de forma proporcional à sua sensibilidade, mesmo que essa sensibilidade seja negativa, sendo tomada em módulo.

No próximo capítulo, os estudos iniciais de um método incremental CA para a solução deste problema são apresentados e os resultados são comparados com os obtidos pelo método incremental CC exposto neste capítulo.

3 Método Incremental CA Repetitivo

Este capítulo tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia preliminar para alocação das perdas ativas de transmissão baseada em métodos incrementais e no modelo do fluxo de carga CA. A idéia inicial para o cálculo dos fatores de ajuste das perdas utilizando o fluxo de carga CA é fundamentada no cálculo da sensibilidade da perda total do sistema em relação à variação incremental de potência ativa em cada barra e isto é feito por meio da repetição de um algoritmo computacional.

Primeiramente é mostrada a formulação detalhada do método incremental CA. Em seguida, a metodologia proposta é aplicada ao sistema exemplo ilustrado no Apêndice A e ao sistema norte-nordeste brasileiro apresentado no Apêndice B. Os fatores de ajuste das perdas obtidos mostram-se dependentes da barra de folga escolhida. Diante disto, o conceito de barra de folga distribuída é inserido no problema do fluxo de carga e fatores de ajuste independentes da escolha da barra de folga são obtidos. Esses fatores de ajuste são então comparados com os encontrados utilizando o método incremental CC apresentado no capítulo 2 e as principais conclusões deste capítulo são apresentadas.

3.1 Formulação do Método Incremental CA Repetitivo

As perdas elétricas calculadas pelo fluxo de carga CA convencional podem ser obtidas a partir das expressões dos fluxos de potência nas linhas do sistema. As linhas de transmissão (LT) de sistemas elétricos de potência podem ser representadas por um circuito em modelo π , como ilustrado na Figura 3.1 [Monticelli, 1983].

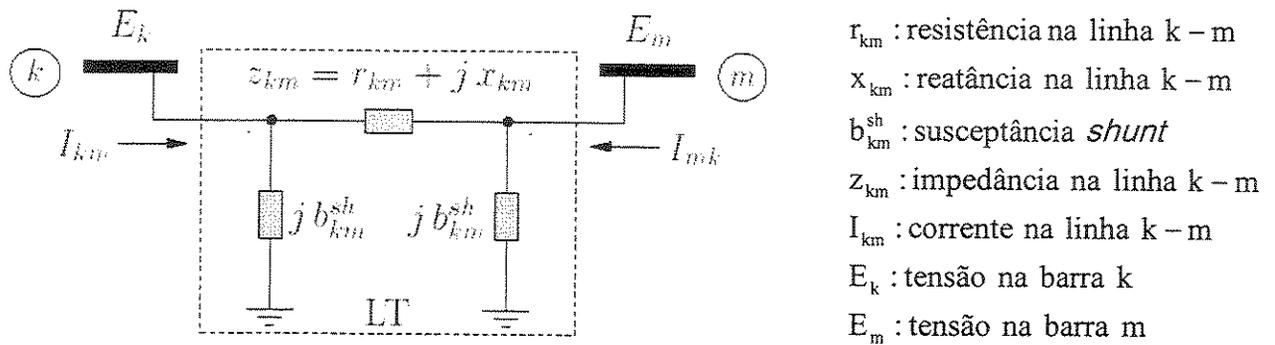


Figura 3.1. Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.

O fluxo de potência complexa saindo da barra k em direção a barra m é dado por:

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = E_k^* I_{km} \quad (3.1)$$

sendo $I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh} E_k$ e $y_{km} = \frac{1}{z_{km}} = g_{km} + jb_{km}$

Tem-se então que:

$$S_{km}^* = E_k^* [y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh} E_k] = y_{km} V_k^2 - y_{km} E_k^* E_m + jb_{km}^{sh} V_k^2 \quad (3.2)$$

$$S_{km}^* = (g_{km} + jb_{km} + jb_{km}^{sh}) V_k^2 - (g_{km} + jb_{km}) V_k V_m (\cos \theta_{km} - j \sin \theta_{km}) \quad (3.3)$$

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad (3.4)$$

Onde V_k é a magnitude da tensão na barra k , V_m é a magnitude da tensão na barra m , θ_k é o ângulo da tensão na barra k e θ_m é o ângulo da tensão na barra m .

Separando as partes real e imaginária, os fluxos de potência ativa e reativa que saem da barra k em direção a barra m são obtidos pelas seguintes expressões:

$$P_{km} = \Re\{S_{km}\} = g_{km}V_k^2 - V_kV_m(g_{km}\cos\theta_{km} + b_{km}\sin\theta_{km}) \quad (3.5)$$

$$Q_{km} = \Im\{S_{km}\} = -(b_{km} + b_{km}^{sh})V_k^2 - V_kV_m(g_{km}\sin\theta_{km} - b_{km}\cos\theta_{km}) \quad (3.6)$$

De maneira semelhante, é possível obter os fluxos de potência ativa e reativa que saem da barra m em direção a barra k :

$$P_{mk} = g_{km}V_m^2 - V_kV_m(g_{km}\cos\theta_{km} - b_{km}\sin\theta_{km}) \quad (3.7)$$

$$Q_{mk} = -(b_{km} + b_{km}^{sh})V_m^2 + V_kV_m(g_{km}\sin\theta_{km} + b_{km}\cos\theta_{km}) \quad (3.8)$$

Com isso, a perda ativa na linha k - m pode ser calculada pela soma dos fluxos de potência que fluem na linha, sendo expressa da seguinte forma:

$$Perda_{k-m}^{CA} = P_{km} + P_{mk} = g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_kV_m\cos\theta_{km}) = g_{km}|E_k - E_m|^2 \quad (3.9)$$

Somando-se as perdas elétricas obtidas para cada linha do sistema de transmissão, tem-se o valor total das perdas elétricas ativas do sistema obtidas pelo fluxo de carga CA (3.10):

$$Perda_{Totais}^{CA} = \sum_{i=1}^{nL} Perda_i^{CA} \quad (3.10)$$

Em que $Perda_{Totais}^{CA}$ é a perdas CA total da rede de transmissão e nL é o número das linhas de transmissão do sistema.

A idéia preliminar para o cálculo dos fatores de perda utilizando o fluxo de carga CA é baseada no cálculo da sensibilidade da perda ativa total do sistema em relação à variação incremental de potência ativa em cada barra. Isto é feito por meio da repetição de um algoritmo computacional composto pelos seguintes passos:

1. Calcula-se a perda total do sistema pela solução de um fluxo de carga CA;

Para cada gerador (um por vez):

- i) Varia-se em 1 MW sua injeção de potência;
 - ii) Calcula-se um novo fluxo de carga CA e a perda ativa total do sistema considerando a alteração acima;
 - iii) Calcula-se o fator de perda do gerador, dado pela diferença entre as perdas calculadas em (ii) e em 1, uma vez que a injeção do gerador varia em 1MW.
2. Normalizam-se os fatores de perda de todos os geradores para que sua soma represente 1;
 3. Distribuem-se 50% das perdas do sistema entre os geradores de forma proporcional aos fatores de perda;

Para cada barra de carga (uma por vez):

- iv) Varia-se em 1 MW sua injeção de potência;
 - v) Calcula-se um novo fluxo de carga CA e a perda ativa total do sistema considerando a alteração acima;
 - vi) Calcula-se o fator de perda da barra, dado pela diferença entre as perdas calculadas em (v) e em 1, uma vez que a injeção da barra varia em 1MW.
4. Normalizam-se os fatores de perda de todas as barras de carga para que sua soma represente 1;
 5. Distribuem-se 50% das perdas do sistema entre as barras de carga de forma proporcional aos fatores de perda.

O fluxo de carga CA utilizado neste trabalho é solucionado pelo Método de Newton-Raphson [Monticelli, 1983]. Para cada barra i do sistema varia-se sua potência ativa de 1MW e com isso acha-se o seu fator de perda ϕ_i , isto é, a sensibilidade das perdas totais com a variação da potência ativa de cada barra do sistema (3.11):

$$\phi_i = \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial P_i} \quad (3.11)$$

Onde P_i é a geração (valor positivo) ou carga (valor negativo) na barra i do sistema.

Semelhante ao método incremental CC, fatores de perda CA positivos para as barras de geração e negativos para as barra de carga indicam que aumentos da geração ou carga dessas barras

provocam um aumento nas perdas ativas totais do sistema. Os fatores de perda são normalizados para que a soma de todos os fatores de perda dos geradores corresponda ao valor unitário ($\sum |\phi_G|=1$), e da mesma forma, a soma dos fatores de perda das cargas corresponda à unidade ($\sum |\phi_C|=1$). Os fatores de perda para cada gerador i (ϕ_{Gnor}^i) e barra de carga j (ϕ_{Cnor}^j) do sistema são então normalizados utilizando as seguintes equações:

$$\phi_{Gnor}^i = \frac{|\phi_G^i|}{\sum_{k=1}^{nG} |\phi_{Gk}|} \quad \phi_{Cnor}^j = \frac{|\phi_C^j|}{\sum_{k=1}^{nC} |\phi_{Ck}|} \quad (3.12)$$

A letra “G” representa os geradores e “C” as cargas do sistema; nG o número total de geradores e nC o total de cargas existentes na rede.

A Tabela 3.1 mostra os fatores de perda normalizados obtidos pelo método incremental CA repetitivo para o sistema exemplo apresentado no Apêndice A. O fator de carregamento do sistema é considerado unitário (caso base). Pode-se verificar que o método incremental CA repetitivo não fornece sensibilidade de perdas ativas para barra de folga do sistema. Esta barra não pagaria pelas perdas. Conseqüentemente, os fatores de perda não permanecem os mesmos com a mudança da barra de folga do sistema. Para diferentes barras de folga, diferentes fatores de perda são obtidos.

Tabela 3.1. Fatores de perda CA normalizados para diferentes barras de folga (exemplo).

FATORES DE PERDA CA NORMALIZADOS (%)		
BARRAS	Barra de folga: gerador 1	Barra de folga: gerador 2
1	0,000	1,000
2	1,000	0,000
3	0,3035	0,2769
4	0,3224	0,3126
5	0,3734	0,4106

Com o objetivo de resolver o problema da inexistência do fator de perda na barra de folga do sistema e a dependência dos fatores de perda com a escolha da barra de folga, o conceito da barra de

folga distribuída é incorporado no problema do fluxo de potência CA. Uma das funções da barra de folga é fechar o balanço de potência da rede, levando em conta as perdas de transmissão [Monticelli, 1983]. Essas perdas não são conhecidas a priori, e devem ser supridas pelas unidades geradoras. Em geral, especifica-se uma barra da rede para suprir as perdas. Este é o caso convencional do sistema, com uma única barra de folga.

O cálculo das perdas em um sistema de transmissão é função da escolha da barra de folga. Por exemplo, cálculos utilizando uma barra de folga eletricamente distante de uma certa transação podem indicar inviabilidade desta transação ou altas perdas relacionadas à transação. Assim, atualmente na operação dos sistemas elétricos de potência vários geradores são distribuídos geograficamente no sistema para suprir as perdas, isto é, têm a função da barra de folga. Para isto utiliza-se o conceito de barra de folga distribuída.

Muitos pesquisadores reconhecem a inadequação de uma única barra de folga no sistema. Entretanto, poucos se preocupam em solucionar este problema. Zaborszky et al em [Zaborszky, 1984] utiliza uma transformação linear para distribuir o desbalanço da potência ativa em cada par de barras. Em outras palavras, para cada par de barras, uma delas balanceia a potência ativa da rede pelo aumento da sua geração ou redução da sua carga. Em [Luen, 1979] e [Zobian, 1997], o desbalanço total da potência ativa do sistema é distribuído entre os geradores por meio da utilização de fatores de participação. Estes são determinados considerando critérios de confiabilidade e custo.

O modelo de barra de folga distribuída considerado neste trabalho [Barcelo, 1988] consiste em distribuir as perdas totais entre todos os geradores do sistema. Isto é feito pela inclusão da variável K_G na equação (2.2) e reescrevendo o balanço de potência ativa do sistema da seguinte forma:

$$\sum_i^{nG} (1 + K_G \gamma_i) P_{Gi} - \sum_i^{nC} P_{Ci} = 0 \quad (3.13)$$

As equações do fluxo de carga CA são modificadas adicionando à matriz Jacobiana do sistema uma linha das derivadas do balanço de potência ativa em relação à magnitude e ângulo da tensão da barra de folga e uma coluna das derivadas das equações algébricas em relação à variável K_G . O parâmetro γ indica a parcela de participação de cada gerador como barra de folga do sistema (no modelo com uma única barra slack, $\gamma = 0$ para todos os geradores, exceto o da barra de folga). Os fatores de perda são então calculados a partir da solução de um fluxo de carga com barra de folga distribuída.

A Tabela 3.2 apresenta a perda total do sistema norte-nordeste calculada pelos fluxos de carga com uma única barra de folga e barra de folga distribuída. Considera-se inicialmente que os geradores no fluxo de carga com barra de folga distribuída participam igualmente na divisão das perdas totais do sistema ($\gamma = 1$ para todos os geradores). Posteriormente, diferentes valores para o parâmetro γ serão testados com o objetivo de melhor dividir a responsabilidade da barra de folga entre os geradores do sistema. São consideradas 3 barras distintas como barras de referência angular.

Tabela 3.2. Perda Total CA (barra de folga única e distribuída).

PERDA TOTAL CA (MW)		
Referência Angular	Fluxo de carga com barra de folga única	Fluxo de carga com barra de folga distribuída
Gerador 17	400,71	400,74
Gerador 179	400,70	400,74
Gerador 381	400,81	400,74

Pode-se observar que no caso do fluxo de carga com uma única barra de folga, a perda total do sistema tem seu valor modificado com a mudança da barra de folga, todavia, a perda total obtida pelo fluxo de carga com barra de folga distribuída permanece a mesma considerando diferentes barras como barra de referência angular. Vale ressaltar também que a diferença entre o valor total das perdas calculadas por ambos os fluxos de cargas é muito pequena, sendo que no fluxo de carga

com barra de folga distribuída o cálculo da perda total da rede independe da escolha da barra de referência angular do sistema.

As magnitudes das tensões para todas as barras do sistema norte-nordeste calculadas pelo fluxo de carga com barra de folga distribuída permanecem praticamente as mesmas obtidas pelo fluxo de carga com uma única barra de folga como se pode verificar na Figura 3.2 que ilustra o erro relativo percentual entres estas tensões. O erro para a maioria das barras não atinge 0,02%. O gerador 17 é a barra de referência angular do sistema.

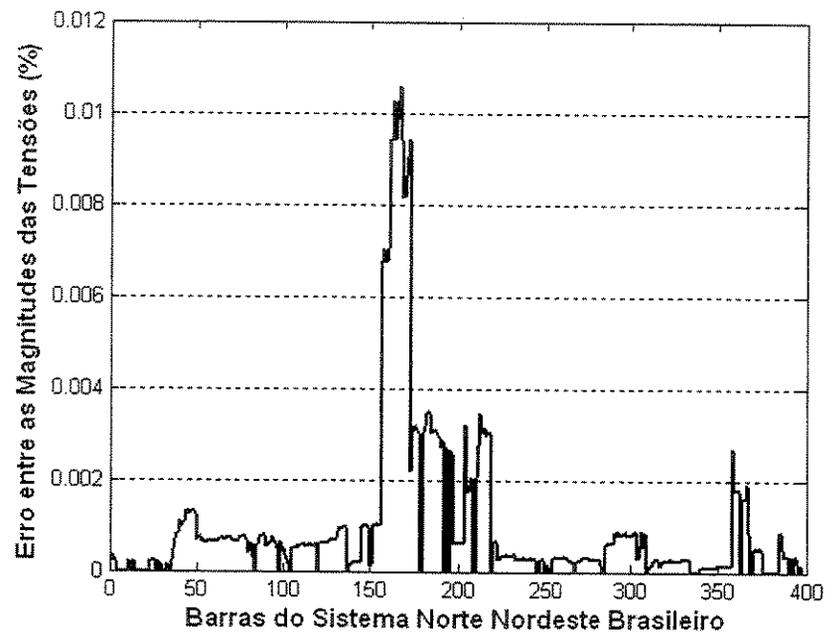


Figura 3.2. Erro relativo entre as magnitudes das tensões (barra de folga única e distribuída).

Os ângulos das tensões têm seus valores modificados em maior intensidade como mostra o gráfico da figura 3.3 que delinea o erro relativo entre os ângulos das tensões calculados pelos fluxos de carga com uma única barra de folga e com barra de folga distribuída. No entanto, para a maioria das barras este erro não excede 2%, atingindo no máximo 5%.

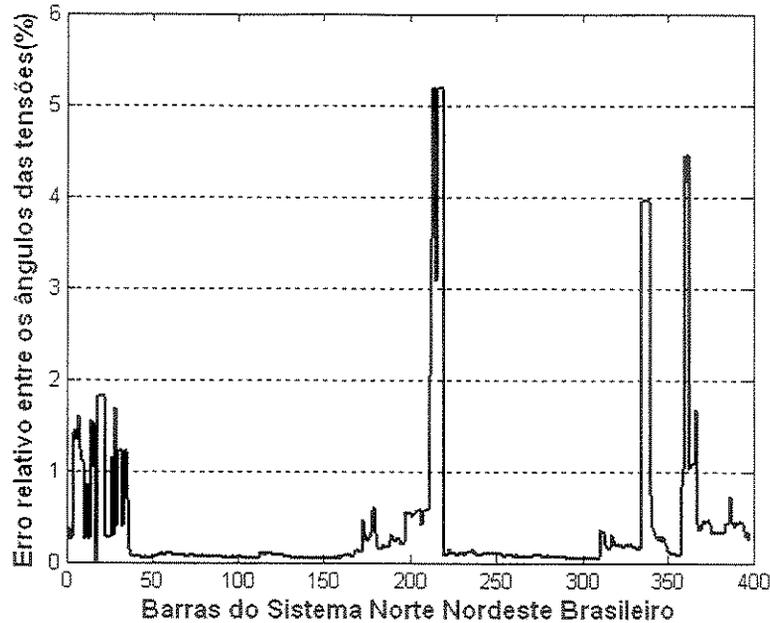


Figura 3.3. Erro relativo entre os ângulos das tensões (barra de folga única e distribuída).

Diante disto, pode-se concluir que, para os sistemas estudados, o impacto do uso da barra de folga distribuída na obtenção do estado da rede e da perda total do sistema é mínimo, ou seja, os resultados obtidos por este fluxo de potência distanciam-se pouco da solução do fluxo de carga convencional. Contudo, no fluxo de carga com barra de folga distribuída a perda total do sistema independe da escolha da barra de referência angular o que contribui na obtenção de fatores de ajuste das perdas também independentes da escolha da barra de referência angular como poderá ser visto a seguir.

Na Tabela 3.3 são apresentados os fatores de perda normalizados calculados utilizando o fluxo de carga CA com barra de folga distribuída para o sistema exemplo. Os geradores participam igualmente na divisão das perdas totais do sistema ($\gamma = 1$ para todos os geradores). Constata-se que o método incremental CA repetitivo com barra de folga distribuída fornece sensibilidade das perdas para todas as barras do sistema, inclusive para a barra de folga, e os fatores de perda permanecem inalterados com a mudança da barra de folga do sistema. Comparando esses fatores de perda com os ilustrados na Tabela 3.1, é observado que os fatores de perda das barras de carga permaneceram

praticamente os mesmos ao se utilizar ambos os modelos de fluxo de carga, porém há diferença entre os fatores de perda dos geradores, no entanto, os fatores de perda são independentes da escolha da barra de folga do sistema.

Como a intenção deste trabalho é a obtenção de fatores de perda comparáveis com os resultados do modelo incremental proposto ao setor elétrico, porém considerando a não-linearidade do problema, os fatores de perda CA dos geradores também foram considerados todos positivos e os fatores de perda das cargas todos negativos. Ou seja, todas as barras devem participar na divisão da perda ativa total do sistema, de forma proporcional ao módulo da sua sensibilidade.

Tabela 3.3. Fatores de perda CA normalizados (barra de folga distribuída).

Fatores de perda CA normalizados com barra de folga distribuída		
BARRAS	Barra de folga: gerador 1	Barra de folga: gerador 2
1	0,1386	0,1386
2	0,8414	0,8414
3	0,3014	0,3014
4	0,3216	0,3216
5	0,3771	0,3771

Verifica-se também na Tabela 3.3 que o fator de perda do gerador 2 é bem maior que o do gerador 1. Esta grande diferença ocorre devido ao tipo de sistema considerado. Neste sistema exemplo a injeção de potência ativa do gerador 1 é muito maior que a do gerador 2 (aproximadamente 6 vezes maior), o que provoca uma grande diferença entre os fatores de perda desses dois geradores. Caso a injeção de potência ativa do gerador 2 fosse próxima do gerador 1, esta diferença seria bastante reduzida. Já é um consenso entre os pesquisadores desse problema que a alocação das perdas para geradores de pequeno porte, muitas vezes conectados na própria rede de distribuição, deve ser feita separadamente da alocação de perdas aos geradores de grande porte, conectados à rede básica de transmissão. Apesar disso o uso desse sistema é mantido, de forma a

propiciar a análise dos resultados de forma direta e simples, e também por ser esse o sistema teste utilizado pela força tarefa MAE/ONS [Força Tarefa, 2001] onde foi apresentado o modelo CC discutido no capítulo 2.

Diante disto, os métodos apresentados nesta tese também são testados no sistema norte-nordeste brasileiro. No entanto, apenas geradores conectados à rede básica de transmissão são considerados, ou seja, não são calculados fatores de perda para geradores com capacidade menores que 30MW ou ligados às barras com tensões menores que 138kV, uma vez que estes geradores fazem parte do sistema de distribuição e os métodos para alocação das perdas de distribuição devem ser formulados diferentemente das metodologias para alocação das perdas de transmissão.

A perda ativa total pode então ser dividida entre os geradores e as cargas do sistema, por exemplo, igualmente para ambas as partes, e entre cada barra de carga e de geração do sistema proporcionalmente a seus fatores de perda normalizados. Assim, cada barra de carga j e de geração i do sistema fica responsável por uma parcela da perda total calculada pelas expressões abaixo:

$$PERDA_G^i = \phi_{Gnor}^i \frac{Perda_{Totais}^{CA}}{2} \quad PERDA_C^j = \phi_{Cnor}^j \frac{Perda_{Totais}^{CA}}{2} \quad (3.14)$$

Com isso, credita-se ao gerador i não sua potência ativa gerada (P_{Gi}) e sim $P_{Gi} - PERDA_G^i$ e ao consumidor j (carga) debita-se $P_{Cj} + PERDA_C^j$. Os **fatores de ajuste** para o gerador i (FA_{Gi}) e para o consumidor j (FA_{Cj}) são então definidos como (3.15):

$$FA_{Gi} = \frac{|P_{Gi}| - PERDA_G^i}{|P_{Gi}|} \quad FA_{Cj} = \frac{|P_{Cj}| + PERDA_C^j}{|P_{Cj}|} \quad (3.15)$$

Pela equação acima, pode-se observar que, de forma similar ao método incremental CC, os fatores de ajuste dos geradores serão menores que a unidade, enquanto que para as barras de cargas serão atribuídos fatores de ajuste maiores que a unidade. Quanto mais próximo o fator de ajuste do valor unitário, menor impacto nas perdas, e conseqüentemente, menor sua contribuição para a

compensação financeira das perdas ativas totais do sistema.

Na próxima seção é feita uma análise da aplicação do método incremental CA repetitivo no sistema exemplo e no sistema norte-nordeste brasileiro. São mostrados inicialmente os fatores de ajuste obtidos utilizando o fluxo de carga com uma única barra de folga e em seguida o conceito de barra de folga distribuída é incorporado do fluxo de carga com o objetivo de fornecer fatores de ajuste para todas as barras e independentes da escolha da barra de referência angular do sistema.

3.2 Análise das Aplicações do Método Incremental CA Repetitivo

Na Tabela 3.4 são apresentados os fatores de ajuste (FA) e as potências ativas líquidas (P^{Liq}) obtidas utilizando o método Incremental CA Repetitivo com uma única barra de folga para o sistema exemplo. O fator de carregamento é considerado unitário. Considerando o gerador 1 como barra de folga, a perda total do sistema corresponde a 4,59MW e sendo a barra de folga o gerador 2, a perda total do sistema é igual a 4,44MW. Verifica-se realmente que o método incremental CA repetitivo não fornece sensibilidade de perdas ativas para as barras de folga do sistema e que para diferentes barras de folga, diferentes fatores de ajuste são obtidos.

Tabela 3.4. Fatores de ajuste e Potências Líquidas geradas (barra de folga única).

BARRA DE FOLGA ÚNICA		Barra de folga: gerador 1		Barra de folga: gerador 2	
Barra	$P(MW)$	FA	$P^{Liq}(MW)$	FA	$P^{Liq}(MW)$
1	125,00	1,0000	125+4,59	0,9822	122,78
2	20,00	0,8853	17,71	1,0000	20+4,44
3	-45,00	1,0155	-45,69	1,0137	-45,611
4	-40,00	1,0185	-40,74	1,0174	-40,698
5	-60,00	1,0143	-60,86	1,0152	-60,913

No Gráfico da Figura 3.4 são ilustrados os fatores de ajuste obtidos na aplicação do método incremental CA repetitivo com uma única barra de folga a uma versão do sistema norte-nordeste brasileiro. O fator de carregamento do sistema é considerado unitário e o gerador 17 é usado como barra de folga. Os fatores de ajuste dos geradores são menores que a unidade, enquanto que os fatores de ajuste das barras de carga são maiores que o valor unitário.

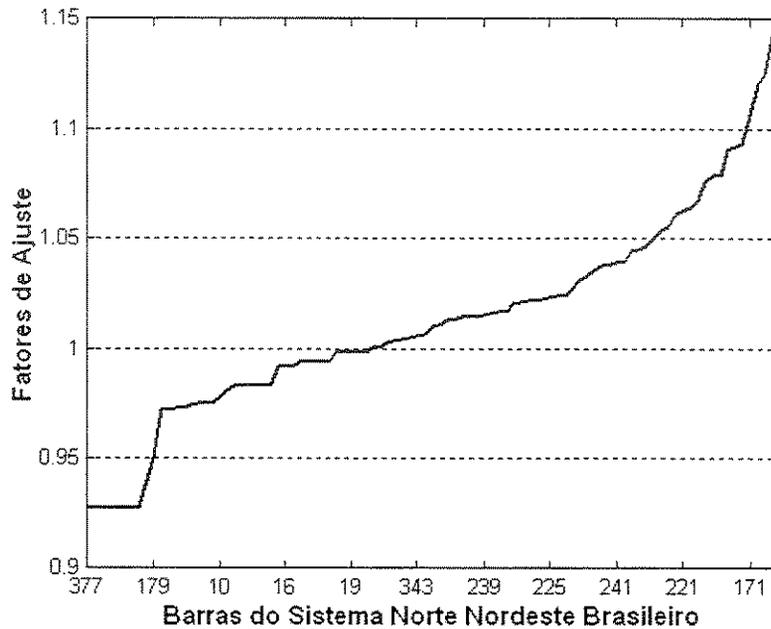


Figura 3.4. Fatores de ajuste obtidos pelo Método Incremental CA (norte-nordeste).

Tabela 3.5. Fatores de ajuste CA e Potência Ativa Líquida.

NORTE NORDESTE BRASILEIRO		INCREMENTAL CA REPETITIVO	
Barra	$P(MW)$	FA	$P^{Liq}(MW)$
Gerador 6	60	0,9728	58,37
Gerador 10	76	0,9782	74,34
Gerador 16	200	0,9916	198,32
Gerador 17	552,63	1,0000	552,63
Barra de carga 53	-32,30	1,0903	-35,218
Barra de carga 87	-141	1,0395	-146,57
Barra de carga 225	-85,2	1,0229	-87,15
Barra de carga 343	-45	1,0053	-45,24

A Tabela 3.5 apresenta alguns dos fatores de ajuste (FA) ilustrados na Figura 3.4. A potência ativa líquida (P^{Liq}) de cada barra do sistema também é mostrada. Os geradores recebem não sua potência ativa gerada (P) e sim (P^{Liq}) e as barras de cargas (consumidores) debita-se (P^{Liq}). Igualmente ao ocorrido para o sistema exemplo, não há contribuição da barra de folga do sistema nas perdas ativas totais e a cada nova barra de folga, novos fatores de ajuste são obtidos.

Figura 3.5 ilustra os erros relativos percentuais entre os fatores de ajuste do sistema norte-nordeste, obtidos utilizando diferentes barras de folga, tendo como referência a barra 17. Na maioria dos casos, esses erros são menores que 1,50% porém podem atingir até 6%. Isto torna esse método pouco eficiente, pois é necessário que todos os participantes do mercado concordem antecipadamente na escolha da barra de folga do sistema. Diante do exposto, o conceito da barra de folga distribuída é incluído no problema do fluxo de potência CA.

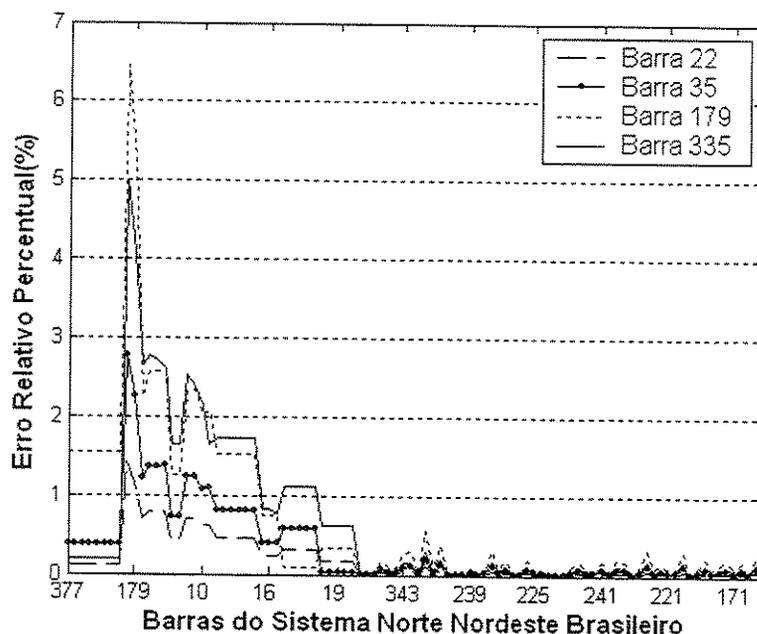


Figura 3.5. Erro entre os fatores de ajuste para diferentes barras de folga (norte-nordeste).

Com o intuito de escolher os melhores valores do parâmetro γ presente na equação (3.13), três casos são analisados:

- Caso 1: Todos os geradores participam igualmente como barra de folga do sistema ($\gamma_i = 1$).

- Caso 2: a parcela de cada gerador i como barra de folga do sistema é proporcional a sua geração de potência ativa ($\gamma_i = P_{Gi} / \sum_{k=1}^{nB} P_{Gk}$), isto é, geradores com maiores potências ativas participam em maior intensidade como barra de folga.
- Caso 3: Geradores com menores potências ativas participam em maior intensidade como barra de folga do sistema ($\gamma_i = (1 - P_{Gi} / \sum_{k=1}^{nB} P_{Gk})$).

Na Tabela 3.6 são mostrados os fatores de ajuste obtidos para o Sistema Exemplo considerando essas três diferentes formas de calcular o parâmetro γ . Verifica-se que os fatores de ajuste para as barras de carga mudaram muito pouco com a mudança do parâmetro γ . Como esperado, há uma maior variação dos fatores de ajuste nas barras de geração. No entanto esta variação mostra-se pequena entre os casos 1 e 2 e mais significativa entre os dois primeiros casos e o terceiro.

Tabela 3.6. Fatores de ajuste CA para diferentes valores de γ .

BARRAS	FATORES DE AJUSTE ($i = 1 \dots nB$)		
	$\gamma_i = 1$	$\gamma_i = \frac{P_{Gi}}{\sum_{k=1}^{nB} P_{Gk}}$	$\gamma_i = 1 - \frac{P_{Gi}}{\sum_{k=1}^{nB} P_{Gk}}$
1	0,9975	0,9995	0,9911
2	0,9046	0,889	0,9494
3	1,0153	1,0154	1,0148
4	1,0184	1,0185	1,018
5	1,0144	1,0143	1,0146

O caso 3 representa uma situação oposta a do caso 2, sendo considerado apenas com propósito de observar o quanto o parâmetro γ interfere na obtenção dos fatores de ajuste. Observa-se que, mesmo para valores completamente diferentes de γ (caso 2 e 3), os valores dos fatores de ajuste não mudam bruscamente, significando que estes dependem muito pouco do valor deste parâmetro.

Isto ainda pode ser comprovado ao se obter os fatores de ajuste do sistema norte-nordeste brasileiro para os três casos considerados.

A Figura 3.6 ilustra os erros relativos percentuais entre esses fatores de ajuste, tendo como referência o caso 1. O erro máximo não chega a 0,35%, o que pode ser considerado insignificante. Como a escolha do parâmetro γ tem pouquíssima influência no cálculo dos fatores de ajuste, qualquer um dos casos analisado acima pode ser usado para o cálculo de γ . Sendo assim, neste trabalho, este parâmetro é calculado da forma apresentada no caso 2, dando a cada gerador uma participação como barra de folga igual à sua participação no atendimento da demanda.

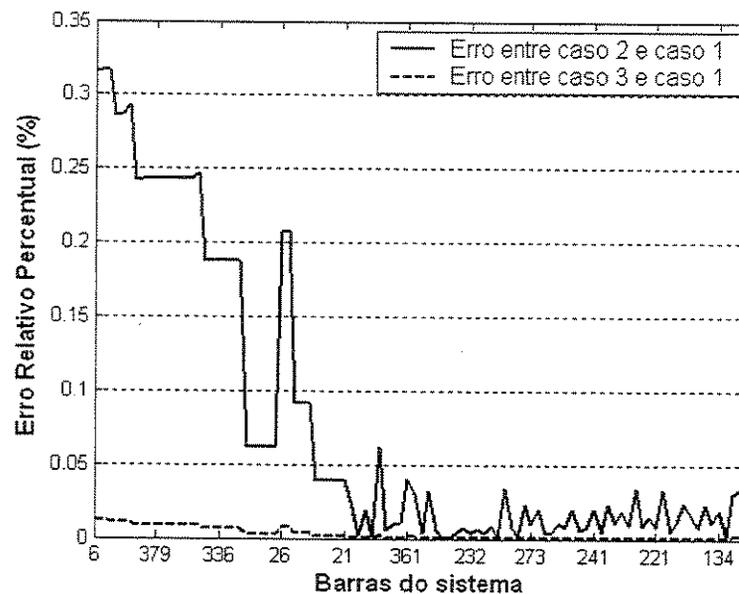


Figura 3.6. Erro entre os fatores de ajuste para diferentes valores de γ (norte-nordeste).

Para o sistema exemplo, constata-se que o método incremental CA repetitivo com barra de folga distribuída fornece sensibilidade das perdas para todas as barras do sistema, inclusive a barra de referência angular e os fatores de ajuste permanecem inalterados com a mudança da barra de referência angular do sistema. A Tabela 3.7 apresenta os fatores de ajuste para este sistema obtidos ao se utilizar um fluxo de carga CA com barra de folga única e com barra de folga distribuída. Os

fatores de ajuste das barras de carga permaneceram praticamente os mesmos ao se utilizar ambos os modelos de fluxo de carga e são independentes da escolha da barra de folga do sistema.

Tabela 3.7. Fatores de ajuste CA com barra de folga única e distribuída.

BARRAS	FATORES DE AJUSTE – SISTEMA EXEMPLO	
	Barra de Folga única	Barra de Folga distribuída
1	1,0000	0,9975
2	0,8853	0,9046
3	1,0155	1,0153
4	1,0185	1,0184
5	1,0143	1,0144

Considerando o sistema norte-nordeste brasileiro, o uso do fluxo de carga com barra de folga distribuída também proporciona fatores de ajuste independentes da barra de folga escolhida. Os fatores de ajuste do sistema norte-nordeste brasileiro obtidos com os fluxos de potência com barra de folga única e barra de folga distribuída estão representados na Figura 3.7. Pode-se observar que para a maioria das barras do sistema os valores dos fatores de ajuste são próximos, entretanto, o último é independente da barra de folga escolhida.

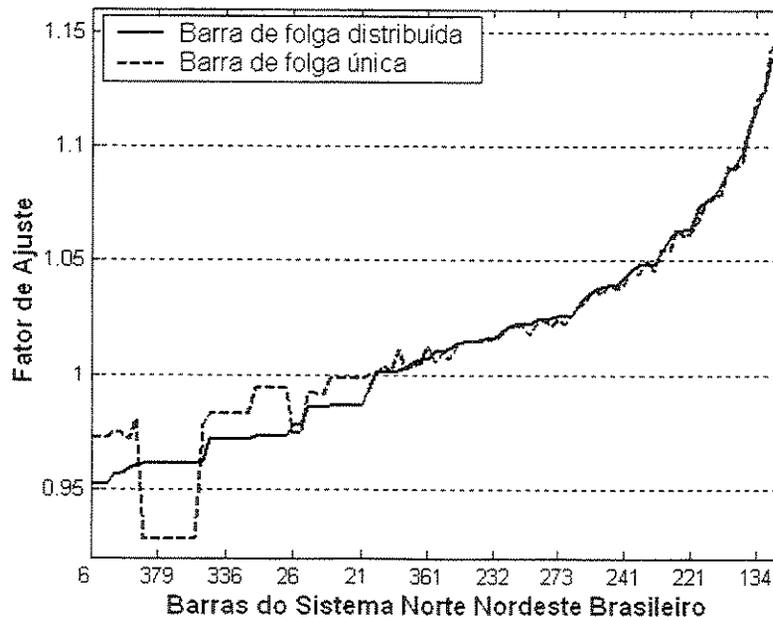


Figura 3.7. Fator de ajuste com barra de folga distribuída e única (norte-nordeste).

Tem-se, portanto, uma metodologia incremental preliminar para alocação das perdas ativas de transmissão baseada, ainda em métodos incrementais e na definição de fatores de ajuste para geradores e carga do sistema, no entanto, utilizando um fluxo de carga não-linear na sua formulação e com fatores de ajuste independentes da barra de folga escolhida do sistema.

A seguir, os resultados obtidos após a aplicação deste método no sistema exemplo e no sistema norte-nordeste brasileiro são comparados com os obtidos pela metodologia incremental CC exposta no capítulo 2 e, algumas deficiências do método incremental CA repetitivo são apresentadas objetivando a busca de uma metodologia computacionalmente mais eficiente para a alocação das perdas ativas de transmissão.

3.3 Comparação entre os Métodos Incrementais CC e CA Repetitivo

3.3.1. Sistema Exemplo

Na Tabela 3.8 são mostrados os fatores de ajuste (FA) e as potências ativas líquidas (P^{Liq}) obtidos utilizando o método Incremental CA Repetitivo, com barra de folga distribuída, e os obtidos pelo modelo Incremental CC visto no Capítulo 2, para o fator de carregamento unitário. Pode-se observar que o gerador 2 injeta 20 MW de potência ativa na rede entretanto é creditado ao mesmo apenas 19,98 MW quando é usado o método incremental CC e 18,66 MW quando se utiliza o fluxo de carga CA nos cálculos. Por outro lado, debita-se ao consumidor 4 (barra 4) 0,58 MW a mais do necessário para atender sua carga ao usar o método CC e 0,74 MW utilizando a metodologia CA. Esta parcela é referente à contribuição desta barra às perdas nas linhas.

Verifica-se que para um fator de carregamento unitário há poucas diferenças nos fatores de ajuste obtidos pelos métodos CC e CA. Todavia, quando se aumenta o fator de carregamento do

sistema (situação esta mais próxima da realidade para os sistemas elétricos atuais) as diferenças crescem como mostram os gráficos da Figura 3.8 e 3.9. Os erros relativos percentuais entre os fatores de ajuste CC e CA para diferentes fatores de carregamento (FC) estão ilustrados na Figura 3.10. Pode-se observar que para todas as barras do sistema exemplo, estes erros são crescentes com o aumento do carregamento do sistema. Ressalta-se também que, para algumas barras, os fatores de ajuste adquiridos pelo método CC se distanciam bastante dos valores obtidos utilizando o Fluxo de carga CA, pois são calculados considerando várias aproximações nas equações do fluxo de potência.

Tabela 3.8. Fatores de ajuste CC e CA repetitivo.

SISTEMA EXEMPLO		INCREMENTAL CC (folga: barra 1)		INCREMENTAL CA REPETITIVO (barra de folga distribuída)	
Barra	$P(MW)$	FA	$P^{Liq}(MW)$	FA	$P^{Liq}(MW)$
1	125+4,59	0,9825	127,31	0,9975	128,62
2	20	0,9989	19,98	0,9046	18,66
3	-45	1,0126	-45,57	1,0153	-45,69
4	-40	1,0144	-40,58	1,0184	-40,74
5	-60	1,0192	-61,15	1,0144	-60,86

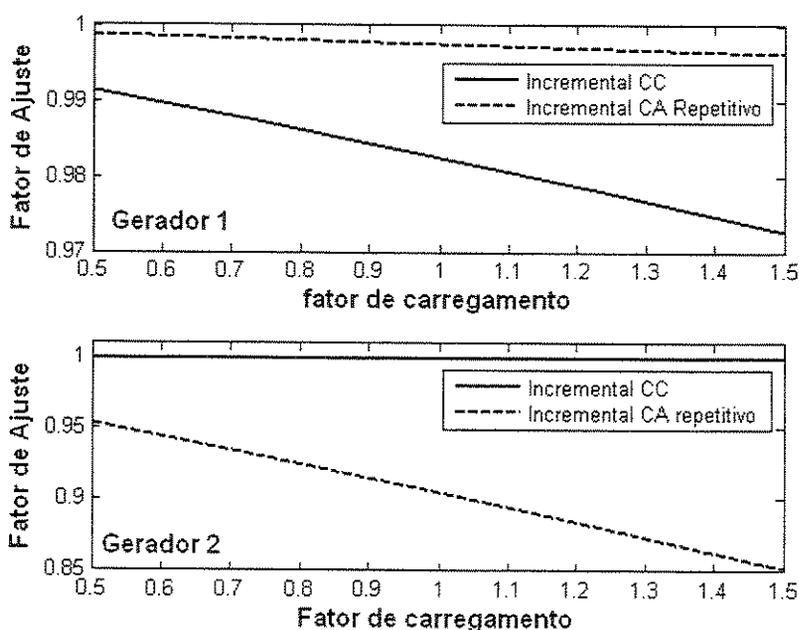


Figura 3.8. Fatores de ajuste dos geradores para diferentes condições de carga.

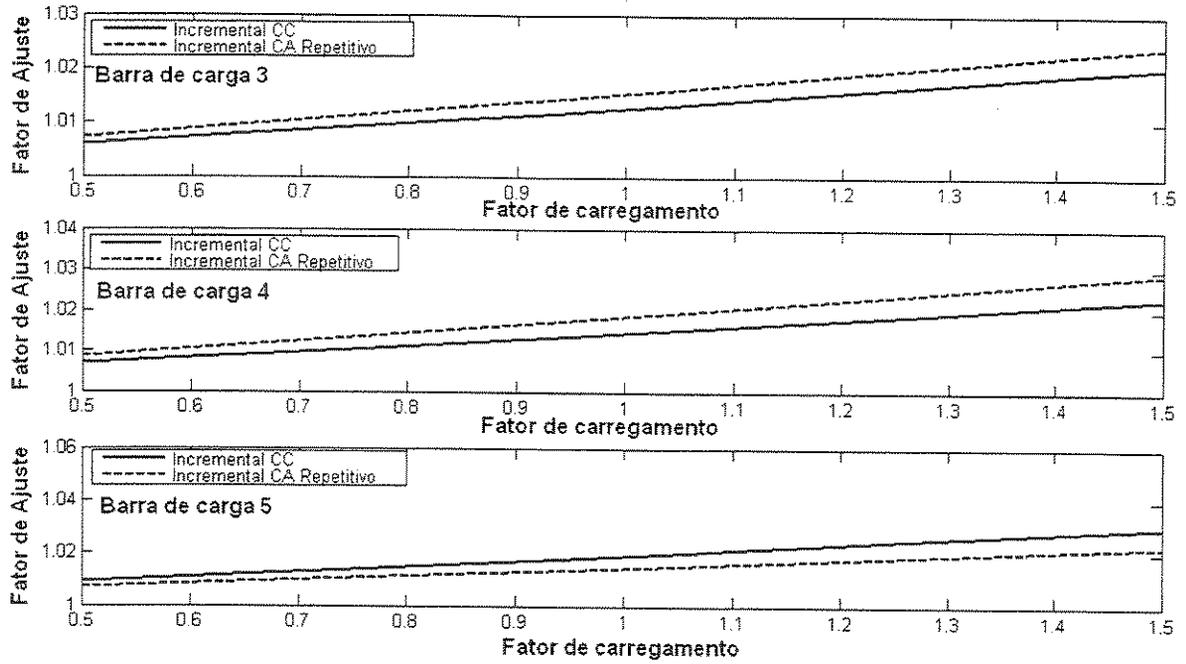


Figura 3.9. Fatores de ajuste das barras de carga para diferentes condições de carga.

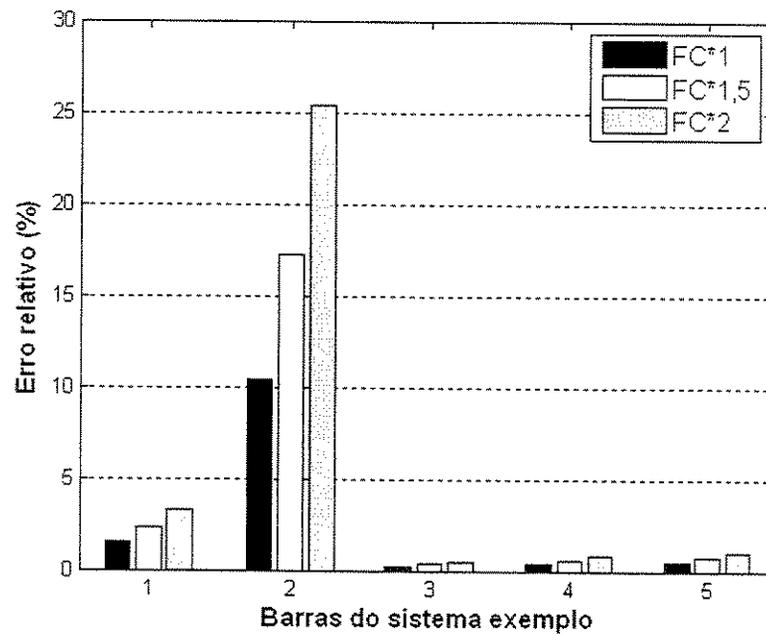


Figura 3.10. Erro entre os fatores de ajuste para diferentes condições de carga.

A Figura 3.11 ilustra o comportamento do fator de ajuste da barra 2 e da perda total do sistema a medida que a potência ativa deste gerador é aumentada. A carga do sistema é mantida fixa enquanto que o aumento gradativo da geração da barra 2 é compensado pela variação da barra de folga. A escala à esquerda representa os fatores de ajuste CC e CA e a escala à direita estão representadas as perdas ativas totais do sistema em MW. As perdas totais decrescem com o aumento da geração ativa da barra 2. Conseqüentemente, a contribuição desta barra nas perdas totais do sistema deve diminuir quando esta gera mais potência ativa, isto é, seu fator de ajuste deve crescer.

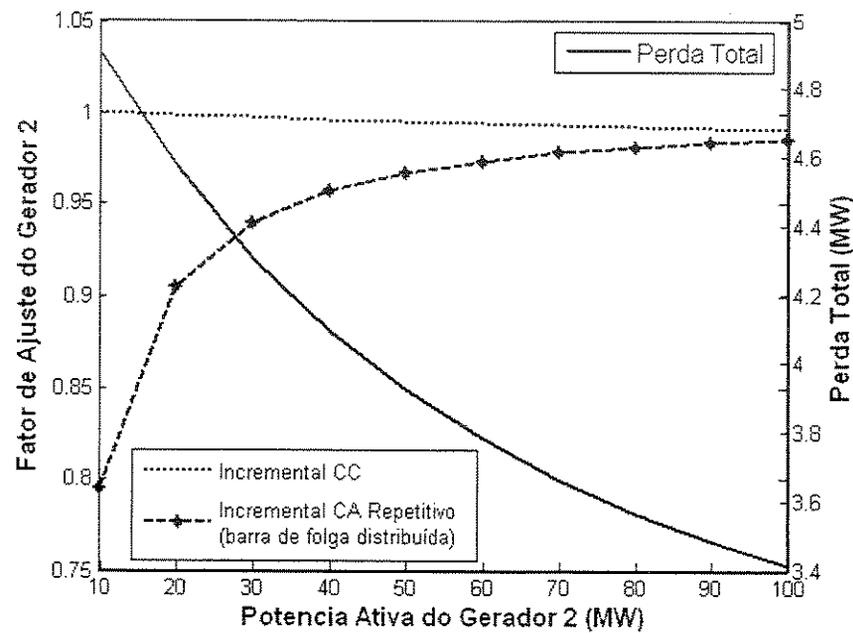


Figura 3.11 Fator de ajuste do gerador 2 e a perda total do sistema.

Pode-se observar pela Figura 3.11 que a variação dos fatores de ajuste CC e CA da barra 2 ocorre em sentidos contrários. Pelo método CA, como esperado, a barra 2 deve pagar menos pelas perdas com o aumento da sua geração. Porém a metodologia CC indica que há uma maior contribuição da barra 2 nas perdas totais com o incremento da sua potência gerada, isto é, há um decréscimo do seu fator de ajuste. Nota-se também uma grande diferença entre o comportamento dos fatores de ajuste CC e CA devida principalmente às aproximações consideradas pelo modelo linear para alocação das perdas. Além disso, o fator de ajuste obtido pelo método incremental CA mostra-

se muito mais sensível à variação da geração, uma vez que este método utiliza no seu modelo as equações completas do fluxo de potência.

3.3.2. Sistema Norte-nordeste Brasileiro

Na Figura 3.12 estão representados os fatores de ajuste obtidos pelos métodos incrementais CC e CA repetitivo com barra de folga distribuída. Pode-se notar que os fatores de ajuste fornecidos pelo modelo CC diferem imensamente dos calculados utilizando o método Incremental CA Repetitivo. Como ambas as metodologias são baseadas em técnicas incrementais e nas equações do fluxo de carga, os fatores de ajuste CC e CA deveriam ser próximos. Entretanto, devido às aproximações consideradas pelo método CC, os fatores de ajuste CC são bastante diferentes dos obtidos pelo modelo CA proposto.

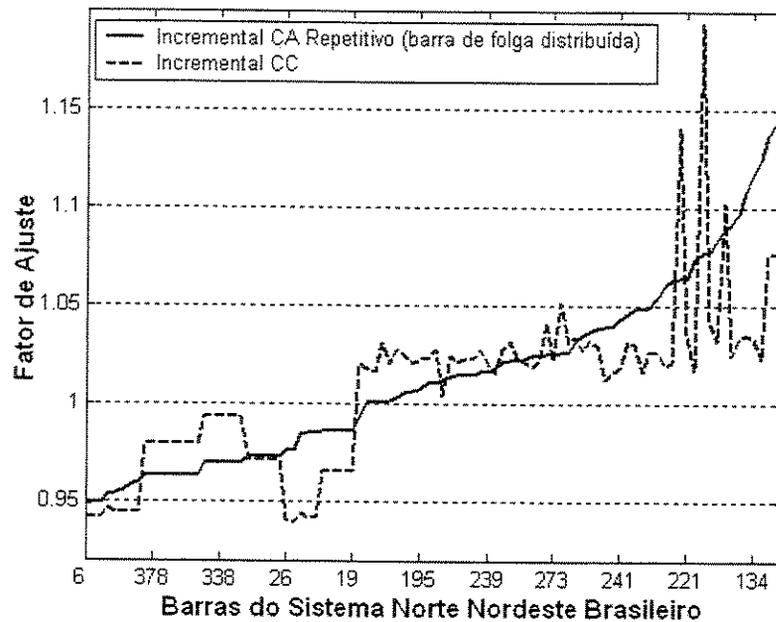


Figura 3.12. Fatores de ajuste CC e CA com barra de folga distribuída (norte-nordeste).

A Figura 3.13 ilustra o erro relativo percentual entre os fatores de ajuste calculados pelos métodos CC e CA, tendo como valor de referência os fatores de ajuste CA. Nota-se que este erro

pode alcançar até 10% devido às aproximações nas equações do fluxo de carga consideradas no modelo de fluxo de potência CC.

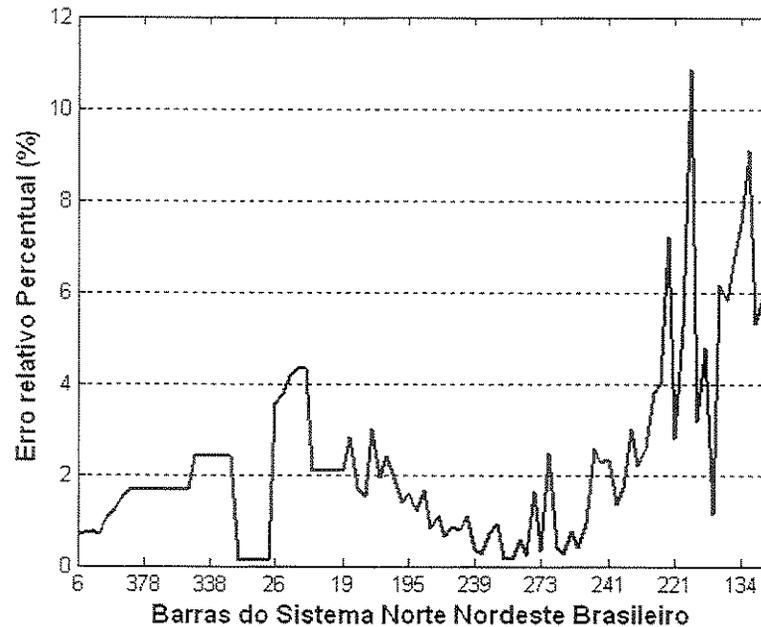


Figura 3.13. Erro relativo entre os fatores de ajuste CC e CA (norte-nordeste).

Os resultados apresentados a seguir são oriundos de estudos paramétricos feitos nos métodos incrementais CC e CA repetitivo com barra de folga distribuída com o intuito de verificar os comportamentos dos fatores de ajuste e da perda ativa total do sistema com a variação de alguns parâmetros do Sistema Norte Nordeste Brasileiro. Em todas as figuras, a escala à esquerda representa os fatores de ajuste CC e CA e a escala à direita estão representadas as perdas ativas totais do sistema em MW.

O gráfico da Figura 3.14 delinea o fator de ajuste da barra 14 calculado pelos métodos incrementais CC e CA repetitivo e a perda ativa total do sistema à medida que a geração ativa da barra 14 é aumentada. A carga total do sistema é mantida constante, sendo que o incremento de potência ativa no gerador 14 é compensado pela barra de folga. Verifica-se que as perdas totais diminuem com o aumento da geração da barra 14 de 100MW para 400 MW, portanto, esta barra deve contribuir menos com as perdas, isto é, deve ocorrer um aumento do seu fator de ajuste. Para

valores de potência ativa maiores que 400MW, há um aumento das perdas totais do sistema, indicando que o fator de ajuste da barra 14 deve diminuir para gerações maiores que 400MW. Pelo método CA, o fator de ajuste varia exatamente com esperado, isto é, reflete corretamente às mudanças na condição de operação do sistema. No entanto, o fator de ajuste obtido pelo método incremental CC é pouco sensível à variação da geração da barra 14 e não acompanha a tendência das perdas totais do sistema. É interessante observar que no ponto de mínimas perdas, o fator de ajuste CA, diferentemente do fator de ajuste CC, tem seu valor próximo da unidade.

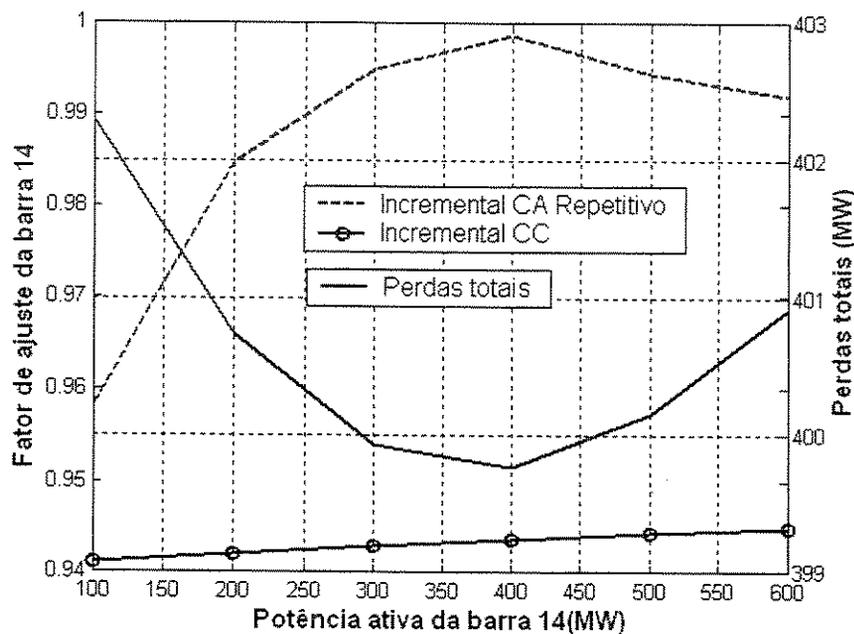


Figura 3.14. Fator de ajuste CC e CA da barra 14 e perda ativa total

Na Figura 3.15 pode-se observar que as perdas ativas totais do sistema crescem quando a potência ativa da barra de carga 292 é aumentada, indicando que o fator de ajuste dessa barra de carga deve aumentar com o incremento de potência ativa, isto é, a barra 292 deve contribuir mais para as perdas totais do sistema. Os fatores de ajuste obtidos por ambos os métodos mostram-se crescentes com a variação da potência ativa, no entanto, o fator de ajuste calculado pelo método incremental CA repetitivo é muito mais sensível à variação da carga, uma vez que este método utiliza no seu modelo as equações completas do fluxo de carga.

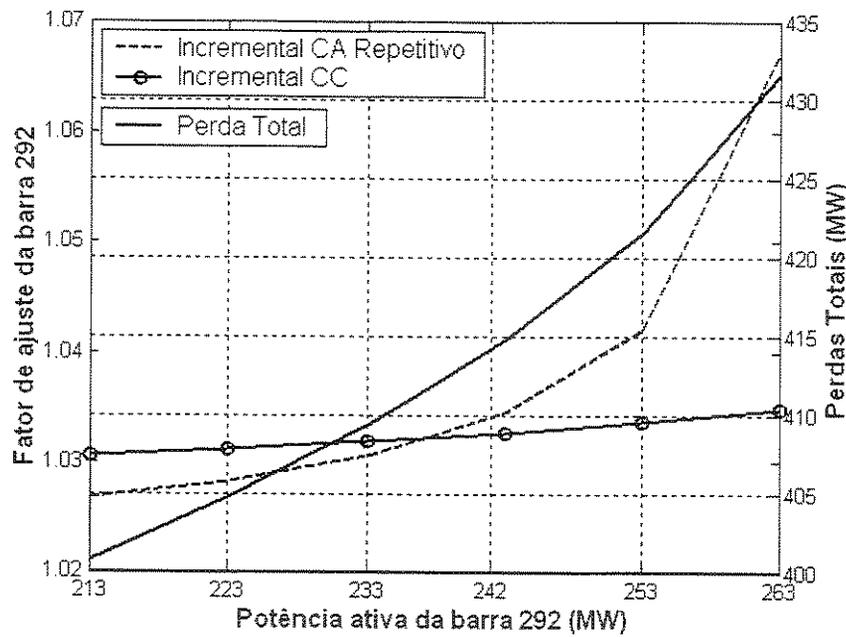


Figura 3.15. Fatores de ajuste CC e CA da barra 292 e perda ativa total

A Figura 3.16 mostra o comportamento do fator de ajuste da barra 292 e da perda ativa total do sistema com a variação da impedância da linha 292-302. Espera-se que com o aumento da impedância, as barras nas extremidades da linha contribuam mais com as perdas, isto é, que ocorram um aumento dos seus fatores de ajuste. Como esperado, a perda total do sistema aumenta com o incremento da impedância da linha 292-302, e conseqüentemente, maiores fatores de ajuste para estas barras devem ser obtidos. Verifica-se que à medida que a impedância da linha é aumentada, o fator de ajuste CA da barra 292 cresce, todavia, o fator de ajuste encontrado pelo método incremental CC diminui. Esta diferença deve-se às aproximações consideradas pelo modelo CC no rateamento das perdas totais do sistema.

O Gráfico da Figura 3.17 apresenta a variação da perda ativa total do sistema e do fator de ajuste da barra 42 conforme a potência reativa desta barra é aumentada. Pode-se notar que a perda total do sistema cresce com o aumento da potência reativa logo o fator de ajuste deve aumentar também. Mais uma vez, o método incremental CA para alocação das perdas mostra-se muito mais sensível ao incremento potência reativa do sistema do que a metodologia CC. Isto é devido ao fato

que modelo linear para alocação das perdas ignora o fluxo de potência reativa na rede. Além disso, o fator de ajuste CA, diferentemente do obtido pelo método CC, segue a mesma tendência da curva das perdas totais do sistema.

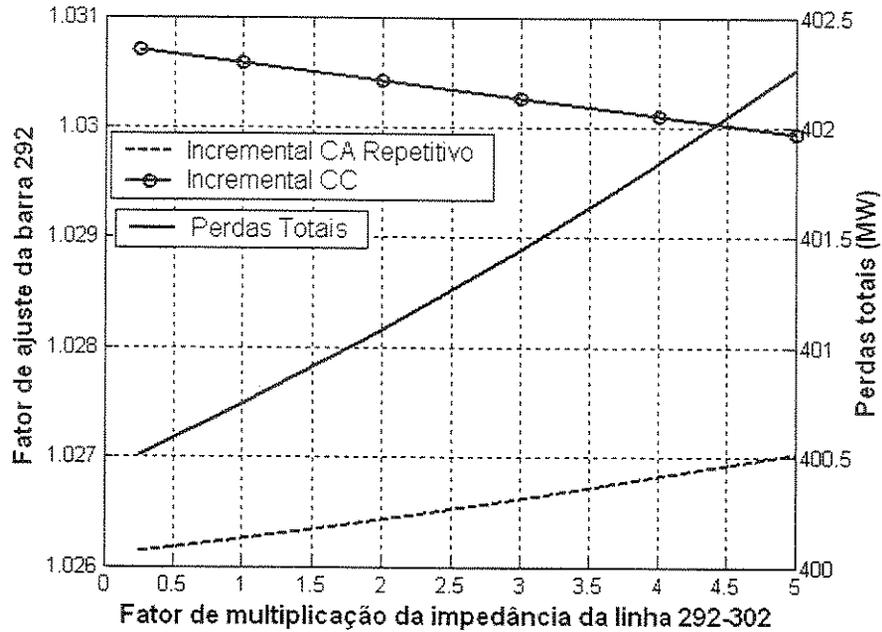


Figura 3.16. Fator de ajuste CC e CA da barra 292 e perda ativa total.

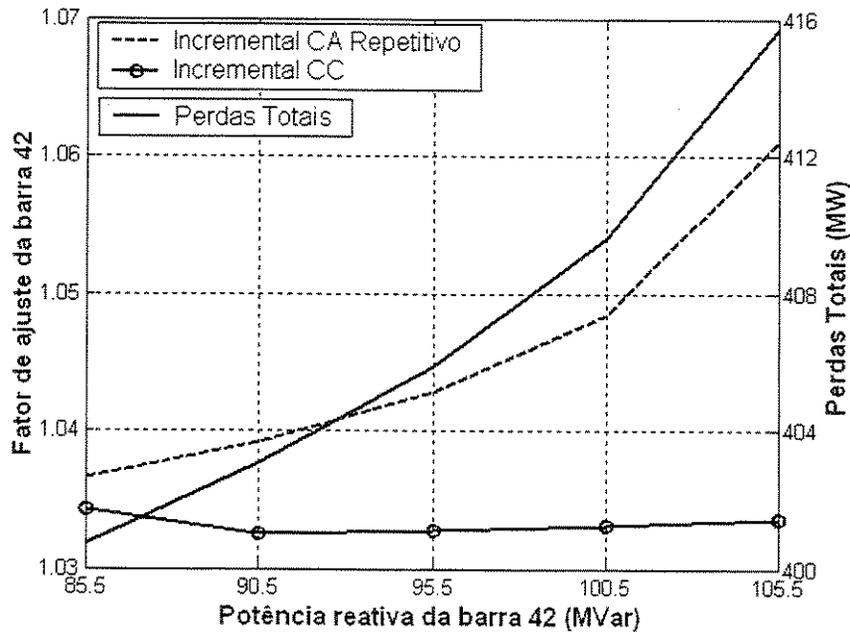


Figura 3.17. Fatores de ajuste CC e CA da barra 42 e perda ativa total.

Pelos resultados obtidos com a variação dos parâmetros apresentados acima, pode-se concluir que é necessário o cálculo dos fatores de ajuste das perdas à medida que o estado do sistema é alterado, devido principalmente à variação deste com a mudança dos mais diversos parâmetros do sistema. Assim, os fatores de ajuste devem ser calculados a mais curto prazo, mensal ou semanalmente, quando se pode prever, com pequena margem de erro, a configuração da rede, os despacho prováveis das usinas e a carga do sistema. Seriam então determinados fatores de ajuste para o caso de carga pesada, média e leve. Outra alternativa seria obter esses fatores após a operação real, a partir das perdas efetivamente verificadas (medidas ou estimadas), da configuração da rede, dos valores de despacho e demandas processados. Para isso, estes seriam calculados a cada intervalo de meia hora.

Tem-se então uma metodologia para alocação das perdas ativas de transmissão, baseada em métodos incrementais, no entanto, que utiliza um modelo não-linear de fluxo de carga e cujos fatores de ajuste das perdas são independentes da escolha da barra de folga do sistema. Apesar deste método fornecer fatores de ajuste aparentemente mais coerentes que o método incremental CC, ainda é pouco eficiente computacionalmente, uma vez que necessita da solução de um fluxo de carga para cada barra do sistema. Como os fatores de ajuste, eventualmente, deverão ser atualizados periodicamente, a obtenção de um método que seja preciso, mas que ao mesmo tempo demande pouco esforço computacional seria extremamente útil, e teria maior aceitação e aplicação prática.

Diante do exposto, o próximo capítulo apresenta a formulação de uma metodologia incremental para alocação das perdas ativas de transmissão, baseada em métodos incrementais, na qual os fatores de ajuste das perdas são calculados por uma expressão analítica das equações do fluxo de carga CA, sendo necessária a solução de apenas um fluxo de carga para a obtenção dos fatores de ajuste para todas as barras do sistema. Este método incremental CA analítico será trabalhado para oferecer resultados iguais, ou próximos, dos obtidos pelo método CA repetitivo

descrito neste capítulo, para as diferentes situações a serem testadas. Com isto pretende-se obter um método preciso e eficiente para a alocação das perdas ativas de transmissão entre os agentes do mercado, e este método poderá ser utilizado para recalcular periodicamente os fatores de ajuste.

4 Método Incremental CA Analítico

Como mostrado no capítulo 3, o método incremental CA repetitivo não é eficiente computacionalmente, pois necessita solucionar um fluxo de carga CA para cada barra do sistema. Torna-se então imprescindível o desenvolvimento de um método incremental CA que forneça resultados próximos aos fornecidos pelo modelo repetitivo, no entanto, rápido e robusto. A idéia é que os fatores de ajuste das perdas sejam calculados por uma expressão analítica das equações do fluxo de carga CA, sendo necessária a solução de apenas um fluxo de carga para a obtenção dos fatores de ajuste para todas as barras do sistema. Este capítulo apresenta todos os passos necessários para a formulação deste método incremental CA analítico e os resultados oriundos da comparação desta metodologia com o método incremental CA repetitivo explicitado no capítulo 3.

4.1 Formulação do Método Incremental CA Analítico

A perda ativa total em um sistema elétrico de potência pode ser calculada da seguinte forma:

$$Perda_{Total}^{CA} = \sum_{i=1}^{nl} [g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos\theta_{km})] \quad (4.1)$$

Sendo nL o número de linhas de transmissão do sistema, V_k a magnitude da tensão na barra k , V_m a magnitude da tensão na barra m , θ_k o ângulo da tensão na barra k , θ_m o ângulo da tensão na barra m e g_{km} a condutância na linha $k-m$.

O objetivo é calcular a sensibilidade da perda ativa total em relação às injeções de potência ativa de cada barra. No entanto, podem ser obtidas pela equação (4.1) as derivadas das perdas em relação às magnitudes e ângulos das tensões das barras (4.2), (4.3):

$$\frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial \theta_k} = 2g_{km} V_k V_m \text{sen} \theta_{km} \quad \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial \theta_m} = -2g_{km} V_k V_m \text{sen} \theta_{km} \quad (4.2)$$

$$\frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial V_k} = 2g_{km} (V_k - V_m \cos \theta_{km}) \quad \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial V_m} = 2g_{km} (V_m - V_k \cos \theta_{km}) \quad (4.3)$$

Tendo esta informação, e considerando que a perda total também pode ser representada por uma função das potências ativas (P) e reativas (Q) das barras do sistema, como ilustra a equação (4.4) (P e Q são funções do ângulo θ e da magnitude V da tensão em cada barra do sistema), é possível obter as derivadas da perda ativa total em relação às potências ativa e reativa de cada barra utilizando a teoria das derivadas parciais, como segue [Greatbanks, 2003], [Happ, 1973], [Lee, 2003]:

$$Perda_{Totais}^{CA} = f(P, Q) \quad (4.4)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial \theta} &= \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial \theta} + \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial Q} \frac{\partial Q}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial V} &= \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial V} + \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial Q} \frac{\partial Q}{\partial V} \end{aligned} \quad (4.5)$$

Transpondo ambos os lados da equação (4.5) tem-se:

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial \theta} \right)^T &= \left(\frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial \theta} \right)^T + \left(\frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial Q} \frac{\partial Q}{\partial \theta} \right)^T \\ \left(\frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial V} \right)^T &= \left(\frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial V} \right)^T + \left(\frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial Q} \frac{\partial Q}{\partial V} \right)^T \end{aligned} \quad (4.6)$$

Como $(A.B)^T = B^T.A^T$, a equação (4.6) fica da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial \theta} \right)^T &= \left(\frac{\partial P}{\partial \theta} \right)^T \left(\frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial P} \right)^T + \left(\frac{\partial Q}{\partial \theta} \right)^T \left(\frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial Q} \right)^T \\ \left(\frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial V} \right)^T &= \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)^T \left(\frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial P} \right)^T + \left(\frac{\partial Q}{\partial V} \right)^T \left(\frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial Q} \right)^T \end{aligned} \quad (4.7)$$

E a equação (4.7) pode ser escrita matricialmente por:

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial \theta} \right)^T \\ \left(\frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial V} \right)^T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial P}{\partial \theta} \right)^T & \left(\frac{\partial Q}{\partial \theta} \right)^T \\ \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)^T & \left(\frac{\partial Q}{\partial V} \right)^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial P} \right)^T \\ \left(\frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial Q} \right)^T \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Transpondo ambos os lados da equação (4.8), obtém-se a equação (4.9):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial \theta} & \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial P} & \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial Q} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Lembrado que $\frac{\partial P}{\partial \theta}$, $\frac{\partial P}{\partial V}$, $\frac{\partial Q}{\partial \theta}$ e $\frac{\partial Q}{\partial V}$ são os elementos da matriz Jacobiana J do fluxo de carga

CA. A equação (4.9) pode ser reescrita em função da matriz Jacobiana (4.10):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial \theta} & \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial P} & \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial Q} \end{bmatrix} \cdot J \quad (4.10)$$

Transpondo a equação (4.10) tem-se:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial \theta} \\ \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial V} \end{bmatrix} = J^T \begin{bmatrix} \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial P} \\ \frac{\partial \text{Perda}_{\text{Totais}}^{CA}}{\partial Q} \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Finalmente, multiplicando ambos os lados da equação (4.11) por $[J^T]^{-1}$ obtém-se as sensibilidades da perda ativa total com respeito às mudanças da potência ativa e reativa em cada barra expressas por [Greatbanks, 2003], [Happ, 1973], [Lee, 2003]:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial P} \\ \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial Q} \end{bmatrix} = [J^T]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Sendo que $\frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial P}$ é a sensibilidade da perda ativa total em relação às variações de potência ativa das barras de geração e carga e $\frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial Q}$ é a sensibilidade da perda ativa total em relação às variações de potência reativa das barras de carga.

Para obter estas sensibilidades, o fluxo de carga CA convencional (única barra de folga) é solucionado para um dado caso base e a matriz Jacobiana e as tensões convergidas são usadas no cálculo da equação (4.12). As derivadas da perda ativa total em relação à magnitude e ao ângulo da tensão em cada barra do sistema podem ser diretamente computadas pelas equações (4.2) e (4.3). Como o fator de perda para as barras de geração ou carga é a sensibilidade da perda ativa total em relação às variações de potência ativa das barras do sistema, este pode ser calculado diretamente pela equação (4.12), sendo expresso por:

$$\phi = \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial P} \quad (4.13)$$

Fatores de perda positivos para as barras de geração e negativos para as barra de carga indicam que aumentos da geração ou carga dessas barras provocam um aumento nas perdas ativas totais do sistema. Estes fatores de perda são normalizados da mesma forma que os obtidos pelo método incremental CA repetitivo e cada barra de carga e de geração do sistema fica responsável por uma parcela das perdas totais calculada pelas expressões apresentadas na equação (3.13). Finalmente, os fatores de ajuste das perdas são calculados de acordo com a equação (3.14).

Na Tabela 4.1 são mostrados os fatores de ajuste (*FA*) obtidos pelo método incremental CA analítico para o sistema exemplo considerando diferentes barras de folga. Também estão presentes

na tabela as potências ativas líquidas (P^{Liq}) das barras do sistema.

Tabela 4.1. Fatores de ajuste CA analíticos para diferentes barras de folga.

SISTEMA EXEMPLO		INCREMENTAL CA ANALÍTICO - ϕ			
		Barra de folga: gerador 1		Barra de folga: gerador 2	
Barra	$P(MW)$	FA	$P^{Liq}(MW)$	FA	$P^{Liq}(MW)$
1	125,00	1,0000	125+4,59	0,9822	122,78
2	20,00	0,8853	17,71	1,0000	20+4,44
3	-45,00	1,0155	-45,69	1,0137	-45,61
4	-40,00	1,0185	-40,74	1,0174	-40,70
5	-60,00	1,0143	-60,86	1,0152	-60,91

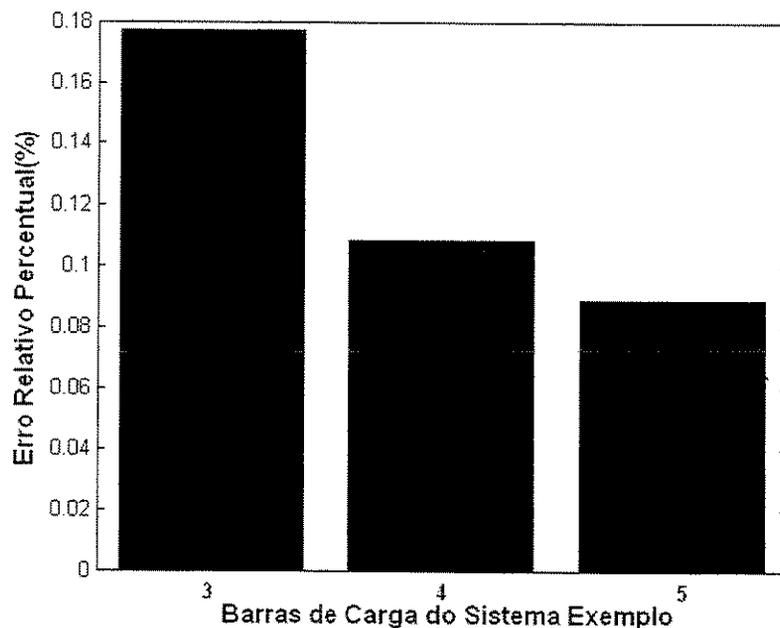


Figura 4.1. Erro relativo percentual para diferentes barras de folga (barras de carga).

Verifica-se que os fatores de ajuste das barras de folga são unitários, ou seja, não há sensibilidade da perda ativa total para a barra de folga do sistema, seu fator de perda é nulo. Conseqüentemente, diferentes fatores de ajuste são obtidos para diferentes barras de folga do sistema. No entanto, a maior mudança dos fatores de ajuste ocorre nas barras de geração devido a não existência de alocações de perdas na barra de folga. Os fatores de ajuste das barras de carga modificam-se muito pouco como ilustra a Figura 4.1 que delinea o erro relativo percentual entre os

fatores de ajuste das cargas para diferentes barras de folga apresentados na Tabela 4.1. É importante ressaltar que os fatores de ajuste calculados por esta metodologia são os mesmos obtidos pelo método incremental CA repetitivo com uma única barra de folga.

Os fatores de ajuste obtidos pelo método analítico para o sistema norte-nordeste brasileiro são bem próximos dos fornecidos pelo método repetitivo com uma única barra de folga. Isto pode ser comprovado pelo gráfico da Figura 4.2 que delinea o erro relativo percentual entre os fatores de ajuste obtidos pelos métodos incrementais repetitivo e analítico utilizando o fluxo de carga com uma única barra de folga e tendo como referência os fatores de ajuste analíticos. Análoga à técnica CA repetitiva, a metodologia CA analítica não fornece sensibilidade da perda ativa total em relação à barra de folga do sistema e conseqüentemente os fatores de ajuste dependem da barra de folga escolhida.

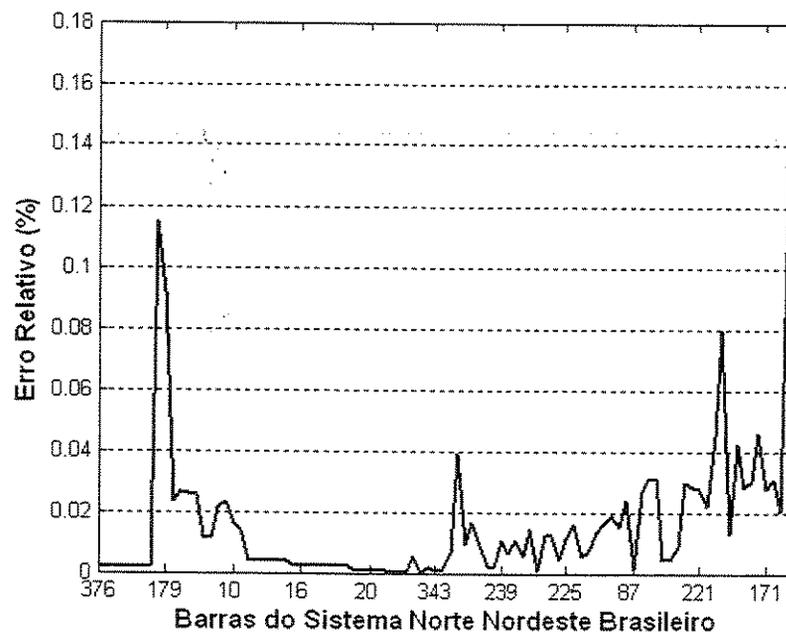


Figura 4.2. Erro (%) entre os fatores de ajuste repetitivos e analíticos.

As Figuras 4.3 e 4.4 ilustram os erros relativos percentuais entre os fatores de ajuste analíticos das barras de carga e geração respectivamente para diferentes barras de folga do sistema. A barra de folga 17 é utilizada como referência. Pode-se verificar por estas figuras que os fatores de

ajuste das cargas praticamente não se alteram com a mudança da barra de folga do sistema enquanto que os fatores de ajuste dos geradores dependem muito mais da escolha da barra de folga. O erro relativo entre os fatores de ajuste dos geradores alcança cerca de 6% e para as barras de carga o máximo erro obtido não atinge 0,6%.

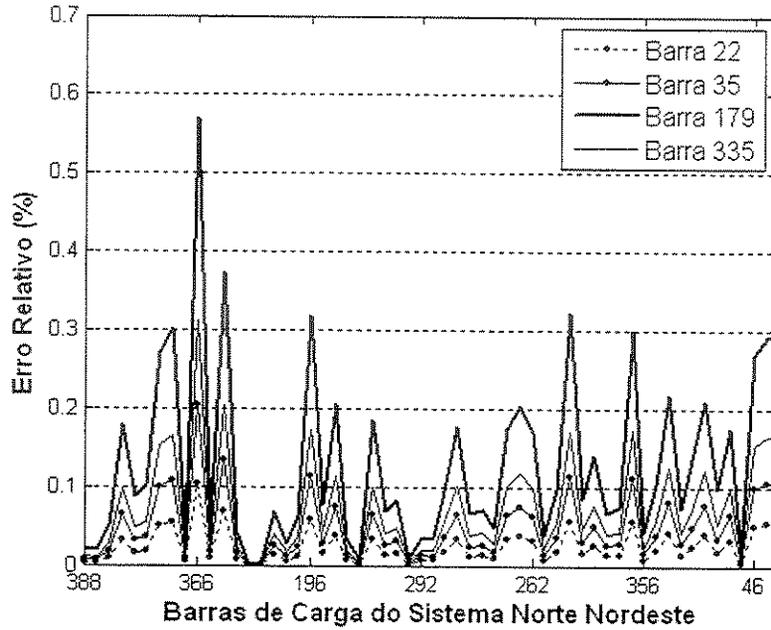


Figura 4.3. Erro (%) entre os fatores de ajuste das cargas (diferentes barras de folga).

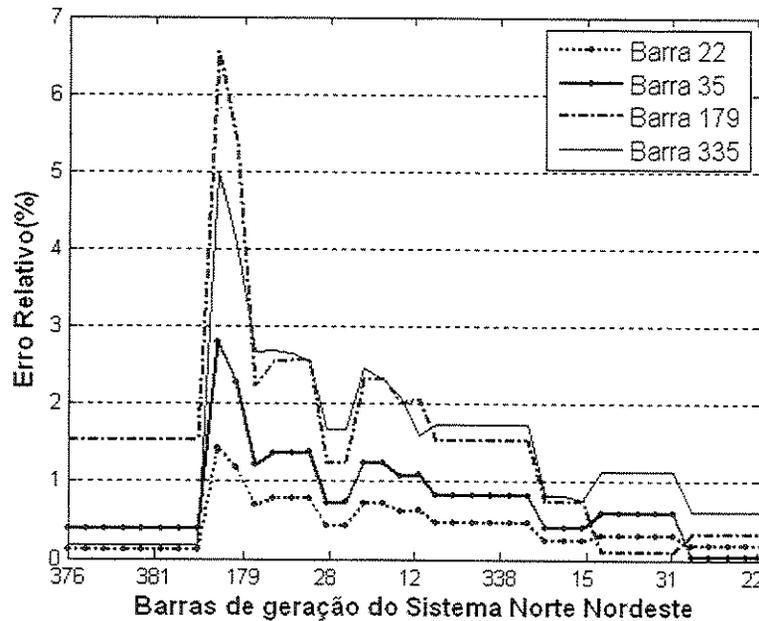


Figura 4.4. Erro (%) entre os fatores de ajuste dos geradores (diferentes barras de folga).

Portanto, igualmente à técnica repetitiva, o método analítico não fornece fator de perda para a barra de folga e os fatores de ajuste não permanecem os mesmos com a mudança da barra de folga do sistema. Isto ocorre, pois convencionalmente, a referência angular do sistema é especificada na barra de folga. Conseqüentemente, os elementos relacionados com a barra de folga são redundantes na matriz Jacobiana, e a sensibilidade das perdas ativas em relação à barra de folga não pode ser calculada diretamente pela equação (4.12). Por conseguinte, se a barra de folga do sistema é modificada, diferentes fatores de perda são calculados. Visando conseguir imparcialidade dentro do mercado competitivo de eletricidade, a sensibilidade das perdas relacionada à barra de folga não deve ser zero e os fatores de perda não devem depender da barra de folga escolhida.

Esses problemas foram solucionados no método incremental repetitivo utilizando o fluxo de carga com barra de folga distribuída nos cálculos dos fatores de perda. Com isso, foram obtidos fatores de perda para todas as barras do sistema e independentes da escolha da barra de referência angular. Como mostrado no capítulo 3, o modelo do fluxo de carga com barra de folga distribuída modifica a matriz Jacobiana do fluxo de carga CA convencional pela adição da equação (3.13).

Como o fator de perda proposto pelo método analítico é calculado por meio da matriz Jacobiana original do fluxo de carga, sem modificações (ver equação (4.12)), o uso do fluxo de carga com barra de folga distribuída na metodologia CA analítica para solucionar o problema da inexistência do fator de perda na barra de folga bem como da dependência dos fatores de perda com a escolha da barra de folga torna-se insuficiente. Isto pode ser observado pela Figura 4.5 que ilustra o erro relativo entre os fatores de ajuste dos geradores para o sistema norte-nordeste obtidos utilizando na equação (4.12) as tensões convergidas calculadas pelo fluxo de carga CA com barra de folga distribuída.

Pode-se observar que esta Figura é idêntica à Figura 4.4, ou seja, os fatores de ajuste modificam-se com a mudança da barra de folga. Além disso, mesmo utilizando as tensões do fluxo

de carga com barra de folga distribuída, a matriz Jacobiana é calculada da forma convencional, não fornecendo assim fator de perda para a barra de referência angular do sistema.

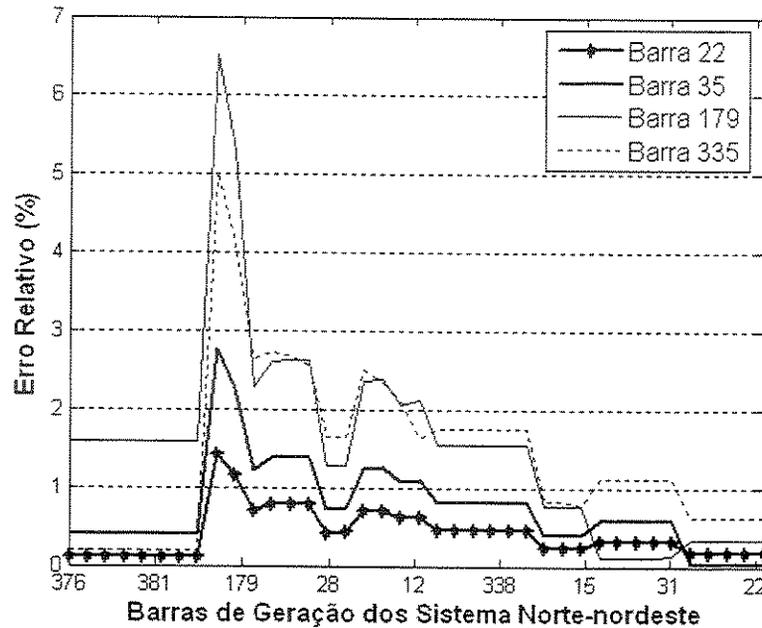


Figura 4.5. Erro (%) entre os fatores de ajuste dos geradores (barra de folga distribuída).

Assim sendo, é necessário o uso de outras técnicas para a obtenção do fator de perda para a barra de folga de modo que se tenham fatores de perda para todas as barras do sistema e que estes sejam independentes da barra de folga escolhida, além de próximos dos calculados pela metodologia repetitiva. A idéia é utilizar na equação (4.12) as tensões convergidas calculadas pelo fluxo de carga CA com barra de folga distribuída para obter os fatores de perda ϕ e definir um fator de perda ϕ_k para a barra de folga do sistema.

Como mostrados pela Tabela 4.1 e Figuras 4.1, 4.3 e 4.4, os fatores de ajuste das barras de carga praticamente não se alteram com a mudança da barra de folga do sistema. Contudo, para diferentes barras de folga, diferentes fatores de ajuste para os geradores são obtidos uma vez que não há sensibilidade das perdas na barra de folga do sistema. Como os fatores de perda das barras de

geração são os que sofrem maior impacto com a mudança da barra de folga do sistema, propõe-se que o fator de perda da barra de folga ϕ_k represente o centro de geração do sistema, sendo calculado a partir da média ponderada de todos os fatores de perda dos geradores, usando como pesos suas injeções de potência ativa, como segue:

$$\phi_k = \frac{\sum_{i=1}^{nG} \phi_i P_{gi}}{\sum_{i=1}^{nG} P_{gi}} \quad (4.14)$$

Assim, define-se um novo fator de perda (ϕ_i^{novo}) para cada barra de geração i do sistema dado pela medida do fator de perda original do gerador i (ϕ_i) em relação ao fator de perda da barra de folga (ϕ_k) expresso por:

$$\phi_i^{novo} = \phi_i - \phi_k \quad (4.15)$$

Com isso, todos os fatores de perda originais dos geradores são deslocados por um fator constante ϕ_k que representa o centro de geração do sistema e novos fatores de perda são obtidos para os geradores. Esses novos fatores de perda são então normalizados e calculam-se novos fatores de ajuste para as barras de geração. Os fatores de ajuste das cargas são calculados por meio dos fatores de perda originais definidos pela equação (4.14), uma vez que dependem muito pouco da escolha da barra de folga do sistema, não sendo necessário corrigi-los.

A seguir, a validade da definição de um centro de geração (ϕ_k) para a obtenção dos fatores de ajuste para todos os geradores do sistema e independentes da barra de folga escolhida é verificada. Além disso, esses fatores de ajuste juntamente com os fatores de ajuste das cargas (calculados por ϕ) para os sistemas exemplo e norte-nordeste brasileiro são comparados com os calculados pela metodologia CA repetitiva com barra de folga distribuída com o objetivo de analisar a precisão do método incremental CA analítico para a alocação das perdas ativas de transmissão.

4.2 Comparação entre os Métodos Incrementais CA Repetitivo e Analítico

4.2.1. Sistema Exemplo

A Tabela 4.2 ilustra os fatores de ajuste dos geradores do sistema exemplo, calculados a partir dos novos fatores de perda definidos na equação (4.15) e, considerando diferentes barras de folga. Os fatores de ajuste das cargas não são apresentados na Tabela 4.2, pois são os mesmos ilustrados na Tabela 4.1 uma vez que os valores dos fatores de ajuste das cargas não dependem da escolha da barra de folga do sistema, não sendo necessário recalculá-los. Pode-se observar que a definição do vetor ϕ_k para a barra de folga e sua subtração dos fatores de perda originais permite obter fatores de ajuste para todos os geradores do sistema e independentes da barra de folga escolhida.

Tabela 4.2. Fatores de ajuste CA analíticos para diferentes barras de folga (ϕ^{novo}).

SISTEMA EXEMPLO		INCREMENTAL CA ANALÍTICO - ϕ^{novo}			
		Barra de folga: gerador 1		Barra de folga: gerador 2	
Barra	$P(MW)$	FA	$P^{Liq}(MW)$	FA	$P^{Liq}(MW)$
1	125,00	0,9976	128,62	0,9976	128,62
2	20,00	0,9046	18,67	0,9046	18,67

Os fatores de ajuste das barras de geração e carga obtidos pela metodologia analítica (considerando os fatores de perda das cargas ϕ e dos geradores ϕ^{novo}) e os calculados pelo método incremental CA repetitivo com barra de folga distribuída estão apresentados na Tabela 4.3. A Figura 4.6 ilustra o erro relativo percentual entre esses fatores de ajuste. Este erro atinge no máximo 0,02%, o que pode ser considerado insignificante. Portanto, verifica-se que a metodologia analítica desenvolvida neste capítulo fornece fatores de ajuste praticamente iguais aos calculados pelo método

repetitivo com barra de folga distribuída, porém necessitando solucionar apenas um fluxo de carga para todas as barras do sistema. A seguir esta metodologia analítica é aplicada ao sistema norte-nordeste brasileiro a fim de validar os resultados em um sistema real de grande porte.

Tabela 4.3. Fatores de ajuste CA repetitivo e analítico (sistema exemplo).

FATORES DE AJUSTE		
BARRAS	CA REPETITIVO	CA ANALÍTICO
1	0,9975	0,9976
2	0,9046	0,9046
3	1,0153	1,0154
4	1,0184	1,0184
5	1,0144	1,0142

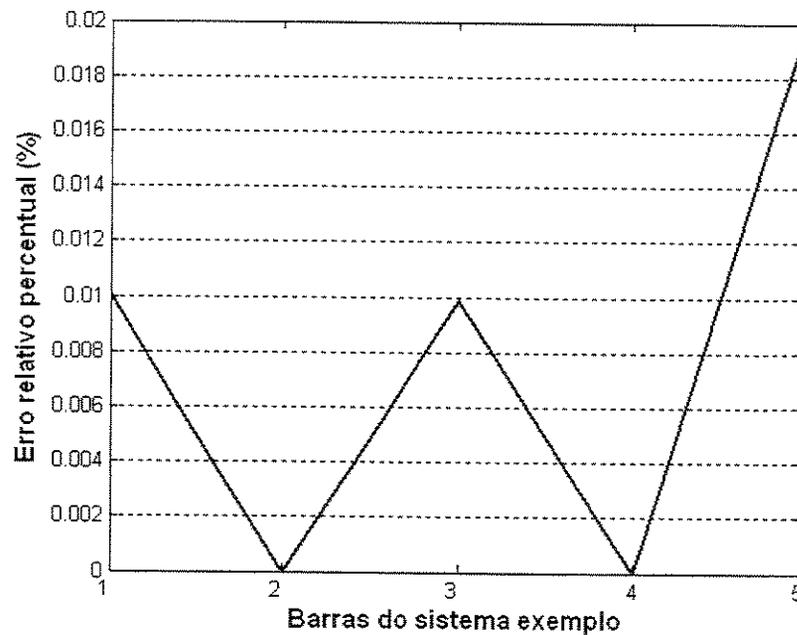


Figura 4.6. Erro relativo percentual entre os fatores de ajuste (repetitivo e analítico).

4.2.2. Sistema Norte-nordeste Brasileiro

A metodologia analítica após o cálculo dos novos fatores de perda (ϕ^{novo}) fornece fatores de ajuste para todos os geradores do sistema norte-nordeste e estes ficam independentes da escolha da barra de folga do sistema. Todavia, é necessário que esses fatores estejam próximos dos obtidos pelo

método CA repetitivo apresentado no capítulo 3. Na Figura 4.7 os fatores de ajuste obtidos pelo método CA repetitivo com barra de folga distribuída, e os obtidos utilizando o modelo analítico com fatores de perda ϕ para as barras de carga e ϕ^{novo} para as barras de geração são comparados. Pode-se observar que a metodologia analítica fornece fatores de ajuste bem semelhantes aos calculados pelo método repetitivo. O erro relativo entre esses fatores de ajuste para cada barra do sistema está ilustrado na Figura 4.8. Nota-se que para a maioria das barras este erro não atinge 0,4%.

Portanto, o modelo analítico para alocação das perdas ativas de transmissão oferece resultados muito próximos dos fornecidos pelo método incremental CA repetitivo, no entanto, muito mais eficiente computacionalmente, uma vez que necessita solucionar apenas um fluxo de carga para a obtenção dos fatores de ajuste para todas as barras do sistema. O método analítico possibilita calcular também a sensibilidade da perda total do sistema em relação à variação da potência reativa. Diante disto, no próximo capítulo esta sensibilidade é analisada e inserida no cálculo dos fatores de ajuste das perdas.

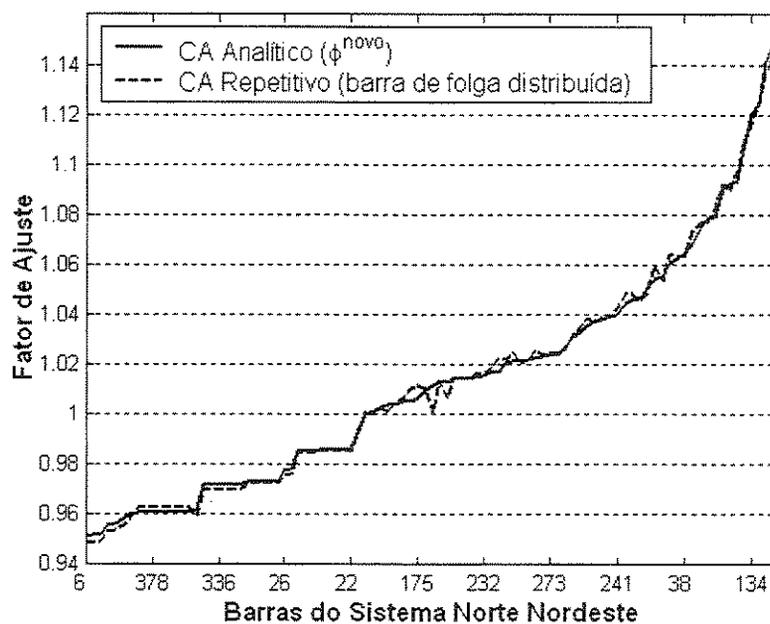


Figura 4.7. Fator de ajuste CA analítico (ϕ^{novo}) e CA repetitivo (folga distribuída).

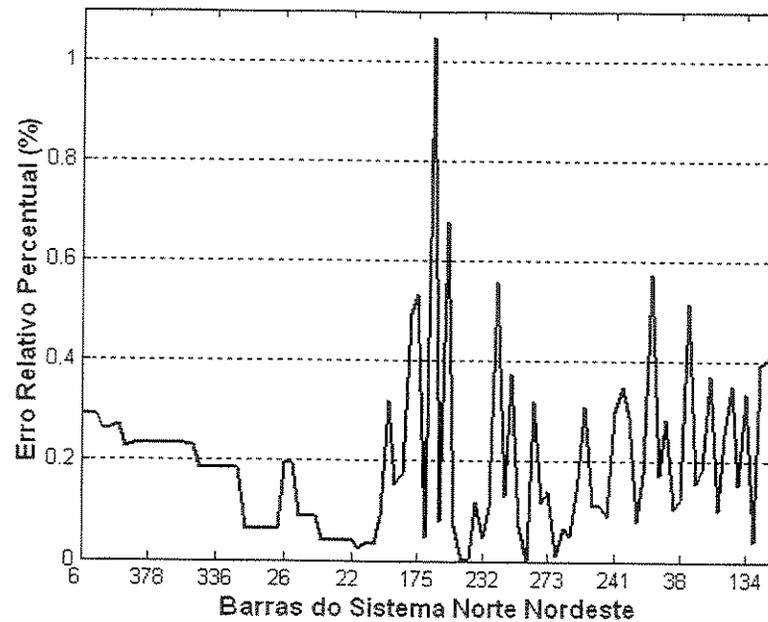


Figura 4.8. Erro entre os fatores de ajuste CA Analítico e CA Repetitivo.

4.3 Comparação entre os Métodos Incrementais CC e CA Analítico

Nesta seção serão comparados os fatores de ajuste obtidos pelo método incremental CC com os calculados pelo método CA analítico considerando diferentes patamares de carga para o sistema norte-nordeste brasileiro. São analisados os dados de operação do sistema sob condição de carga leve, assim como sob carga pesada. Em adição, são comparados os resultados obtidos por ambos os métodos considerando decréscimos de carga a partir da operação do sistema norte-nordeste sob carga pesada.

4.3.1. Diferentes Patamares de Carga para o Sistema Norte-nordeste

As Figuras 4.9 e 4.10 ilustram os erros relativos entre os fatores de ajuste calculados pelas metodologias incrementais CC e CA analítica para o sistema norte-nordeste operando sob carga leve

e pesada respectivamente, tendo com referência os fatores de ajuste obtidos pelo método CA analítico. Os erros médio e máximo entre esses fatores de ajuste estão apresentados na Figura 4.11. Os dados para carga pesada estão apresentados no Apêndice C. No caso da operação sob carga leve, os dados são referentes aos dados da operação do ano de 1992, a potência ativa total gerada atinge 5106MW e a carga ativa total 4925 MW. Para ambas as condições de operação, a barra 17 é a barra de folga do sistema.

Pode-se observar que o erro máximo atinge 8% para operação sob carga leve e 10% na condição de carga pesada. O erro médio relativo também alcança um maior valor na operação sob carga pesada. Assim, quanto mais carregado o sistema, mais os fatores de ajuste obtidos pelo método incremental CC diferem dos calculados pela metodologia CA analítica. Esta diferença deve-se às várias aproximações nas equações do fluxo de carga convencional consideradas pelo modelo CC para alocação das perdas.

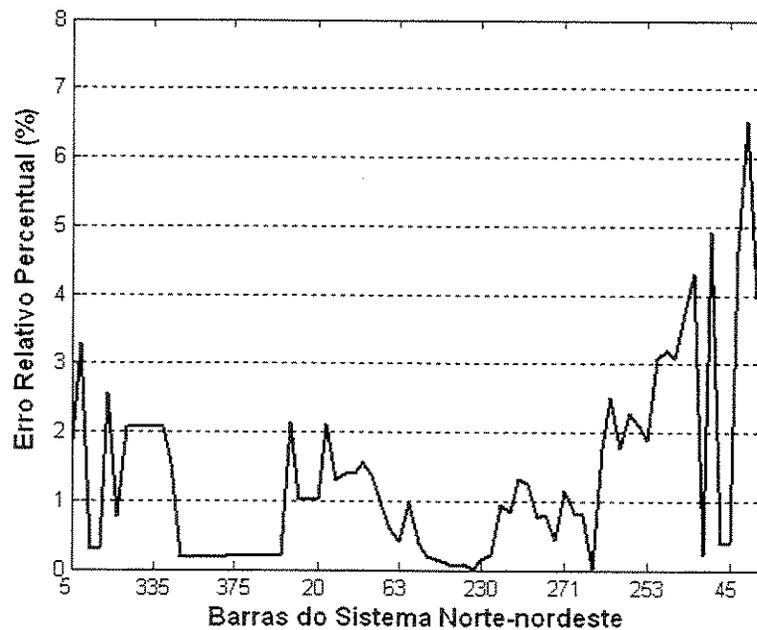


Figura 4.9. Erro entre os fatores de ajuste CC e CA Analítico (carga leve).

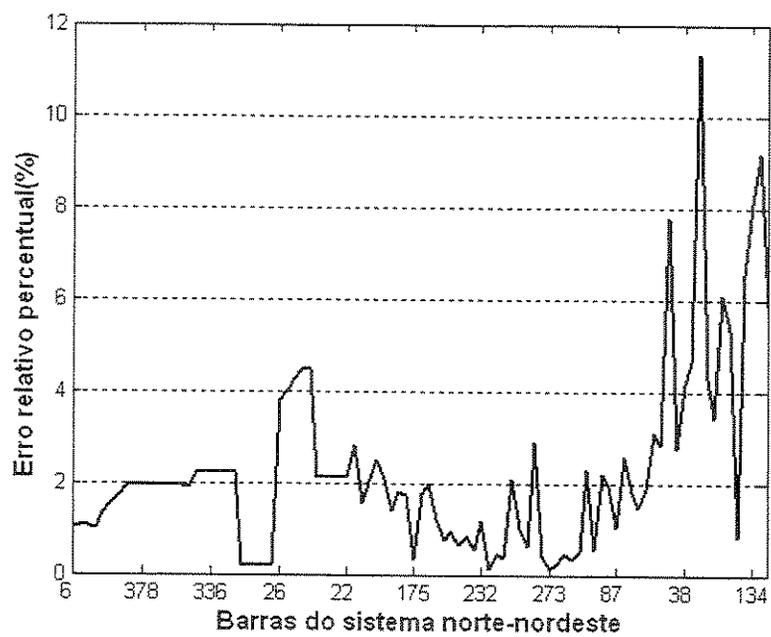


Figura 4.10. Erro entre os fatores de ajuste CC e CA Analítico (carga pesada).

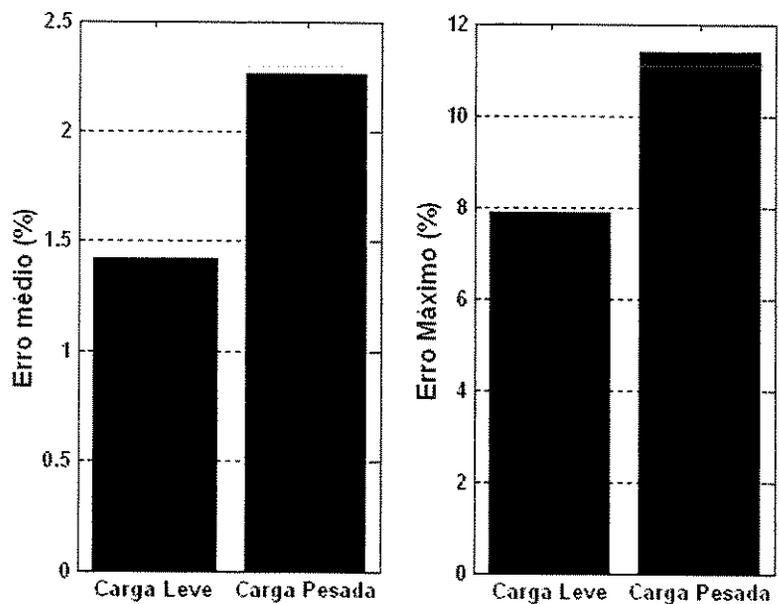


Figura 4.11. Erro médio e máximo entre os fatores de ajuste (carga leve e pesada).

4.3.2. Variação da Condição de Carga do Sistema Norte-nordeste

A Figura 4.12 ilustra o erro relativo médio e máximo entre os fatores de ajuste CC e CA analítico calculados a partir do decréscimo da carga no sistema norte-nordeste brasileiro, tendo com referência os fatores de ajuste obtidos pelo método CA analítico. São obtidos fatores de ajuste para até 70% da carga nominal do sistema norte-nordeste operando sob carga pesada. Pode-se verificar que os erros médio e máximo decrescem com a diminuição da carga no sistema, ou seja, quanto mais carregado o sistema maior é a diferença entre os resultados fornecidos pelas metodologias CC e CA analítica para alocação das perdas de transmissão.

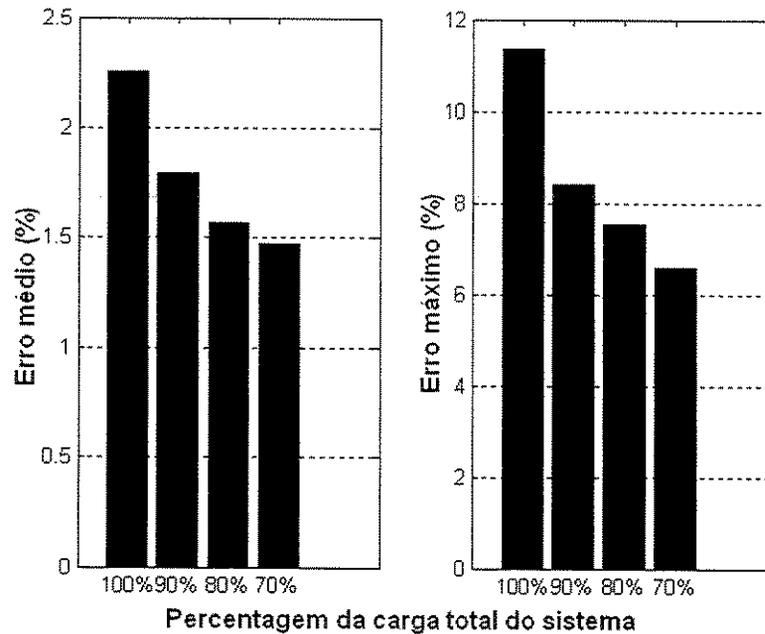


Figura 4.12. Erro médio e máximo entre os fatores de ajuste CC e CA analítico (carga pesada).

5 Inclusão da Sensibilidade Reativa no Método de Alocação das Perdas

Os métodos incrementais discutidos neste trabalho e muitas das técnicas desenvolvidas para alocação das perdas de transmissão consideram apenas o impacto das injeções de potência ativa nodais na perda ativa total do sistema, ignorando que a demanda de potência reativa nas barras também contribui para as perdas na rede. Neste capítulo pretende-se analisar a sensibilidade da perda ativa total com a variação da potência reativa de cada barra do sistema e, dependendo de sua importância, incluí-la no cálculo dos fatores de ajuste.

5.1 Análise da Sensibilidade da Perda Ativa em Relação à Potência Reativa

A equação (4.12) fornece não apenas a sensibilidade da perda ativa total em relação à variação de potência ativa em cada barra, mas também esta sensibilidade com respeito à variação incremental da potência reativa em cada barra de carga. É possível então definir fatores de perda ativos (ϕ_p) e fatores de perda reativos (ϕ_Q) como as sensibilidades da perda ativa total em relação às variações de potência ativa e reativa, respectivamente, das barras do sistema, expressos por:

$$\phi_P = \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial P} \quad \phi_Q = \frac{\partial Perda_{Totais}^{CA}}{\partial Q} \quad (5.1)$$

A Tabela 5.1 e as Figuras 5.1 e 5.2 ilustram os fatores de perda ativos e reativos para geradores e barras de carga do sistema exemplo e do sistema norte-nordeste brasileiro respectivamente. São considerados os fatores de perda ϕ para as barras de carga (Equação (4.13)) e ϕ^{novo} para as barras de geração (Equação (4.15)). Observa-se que há sensibilidade das perdas relacionada à variação incremental da potência ativa para geradores e barras de carga. Contudo, a sensibilidade das perdas ativas totais em relação à variação da potência reativa é apenas computada para barras de carga uma vez que a matriz Jacobiana não inclui balanço de potência reativa para os geradores (barras PV).

Tabela 5.1. Fatores de perda ativos e reativos (sistema exemplo).

SISTEMA EXEMPLO: FATORES DE PERDA		
BARRAS	ATIVO: ϕ_P	REATIVO: ϕ_Q
1	0,0046	0,0000
2	0,0288	0,0000
3	-0,0627	-0,0069
4	-0,0666	-0,0061
5	-0,0773	-0,0070

Como citado anteriormente, a maioria dos métodos incrementais ignora a influência da variação da potência reativa para alocação das perdas ativas totais do sistema. Todavia, como ilustrado na Tabela 5.1 e nos gráficos das Figuras 5.1 e 5.2, a perda de potência ativa é modificada não apenas pela variação da potência ativa, porém também, em menor escala, pela variação da potência reativa nas barras. Desconsiderar isto no problema pode produzir alocações de perdas injustas aos participantes do mercado. Portanto, é importante que o método incremental para alocação das perdas obtenha os fatores de ajuste com base nos fatores de perda ativos e reativos.

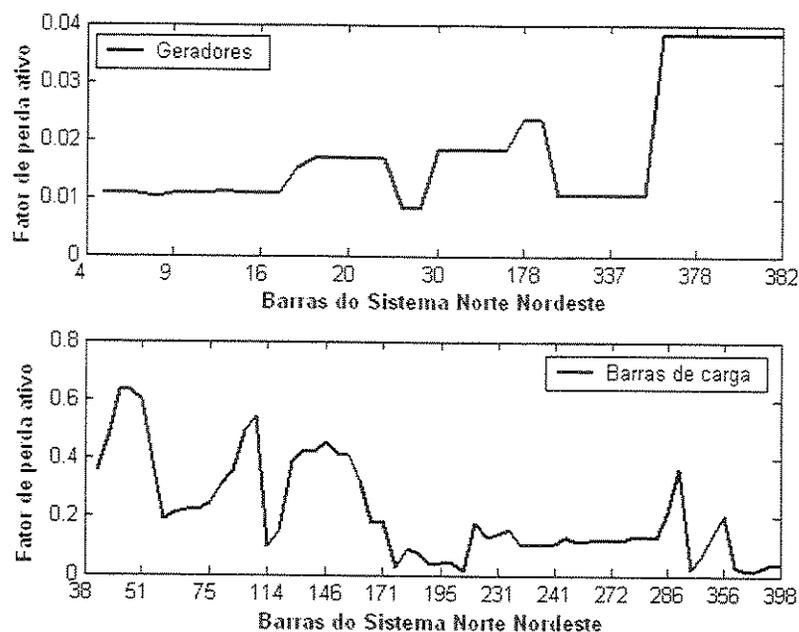


Figura 5.1. Fatores de perda ativos para geradores e barras de carga (norte-nordeste).

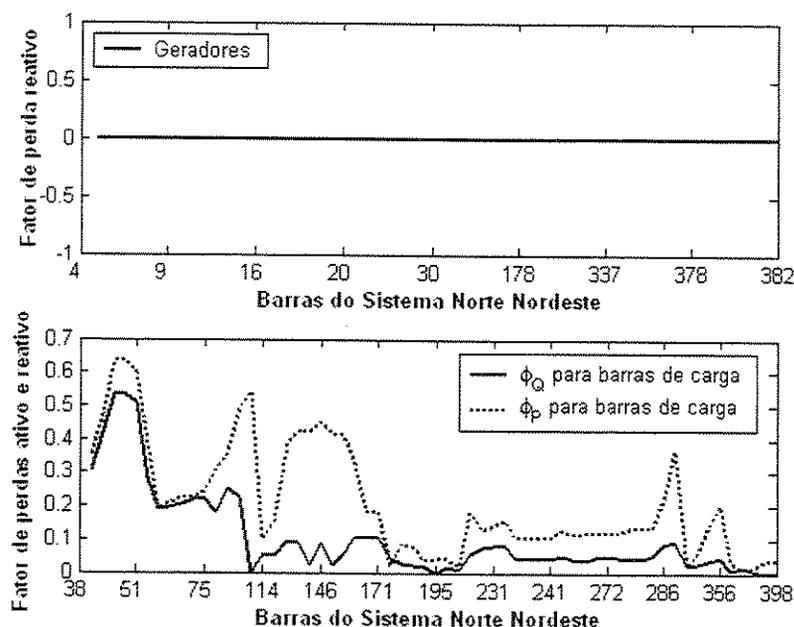


Figura 5.2. Fatores de perda reativos para geradores e barras de carga (norte-nordeste).

Os fatores de perda para os geradores (ϕ_G) são então determinados pelos fatores de perda ativos e os fatores de perda para as barras de carga (ϕ_C) devem ser calculados por uma combinação dos fatores de perda ativos e reativos, como segue:

$$\begin{aligned}\phi_G &= \phi_P \\ \phi_C &= \phi_P A + \phi_Q B\end{aligned}\quad (5.2)$$

O propósito a seguir é definir os valores das variáveis A e B encontradas na equação (5.2). Pode-se notar que, para ambos os sistemas estudados, os fatores de perda ativos são mais expressivos que os fatores de perda reativos, ou seja, a variação da potência ativa provoca um impacto maior nas perdas ativas totais do sistema do que a variação da potência reativa. Portanto, os valores de A e B não devem ser iguais. Como o fator de perda ativo está relacionado com a potência ativa enquanto que o fator de perda reativo associa-se com a demanda de potência reativa, a idéia é usar o conceito de fator de potência para a obtenção dos valores de A e B .

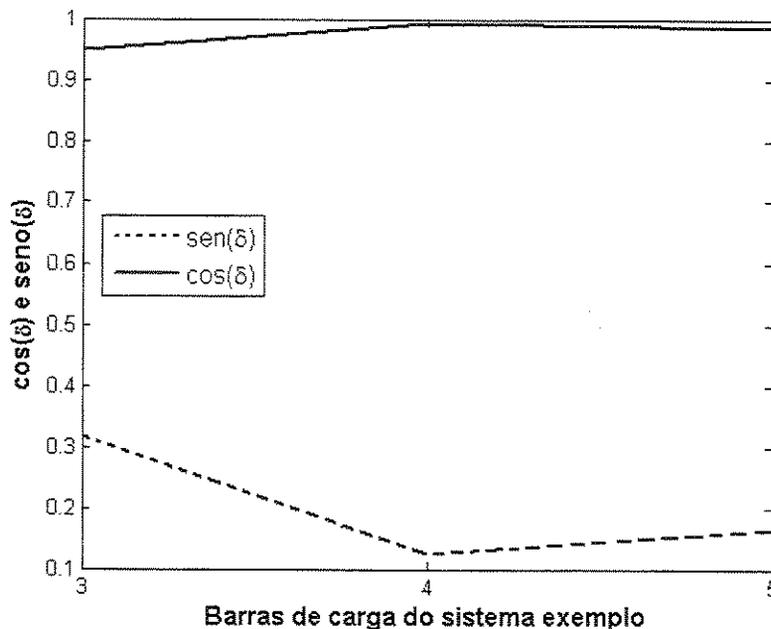


Figura 5.3. $\cos(\delta)$ e $\sin(\delta)$ das barras de carga do sistema exemplo.

As Figura 5.3 e 5.4 delineiam o $\cos(\delta)$ e $\sin(\delta)$ das barras de carga do sistema exemplo e do sistema norte-nordeste brasileiro respectivamente. O valor de δ é calculado pela equação:

$$\delta = \cos^{-1}(FP) \quad (5.3)$$

Em que FP é o fator de potência de cada barra do sistema.

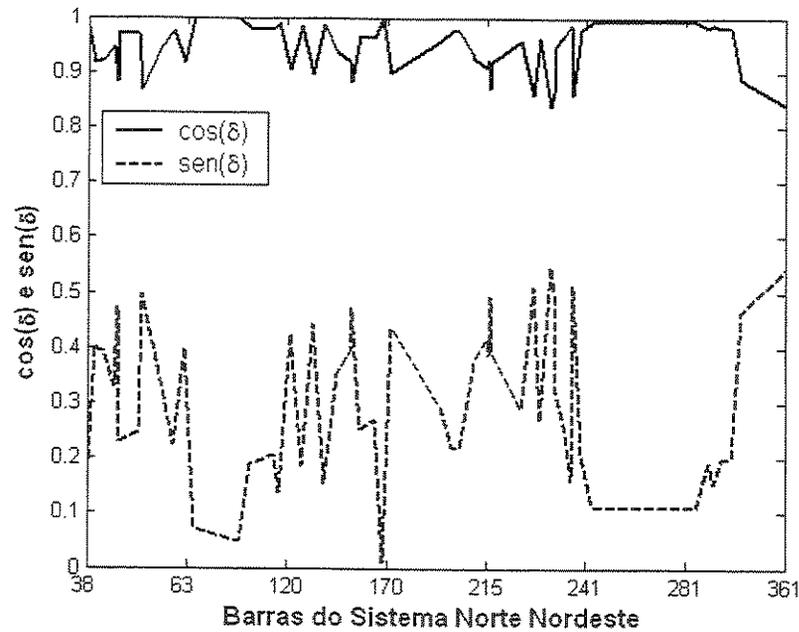


Figura 5.4. $\cos(\delta)$ e $\sin(\delta)$ das barras de carga do sistema norte-nordeste.

Em ambas as figuras, os valores do $\cos(\delta)$ são maiores que os valores do $\sin(\delta)$ para todas as barras de carga do sistema. Como o cálculo da potência ativa relaciona-se com o $\cos(\delta)$ e a potência reativa com o valor do $\sin(\delta)$, os valores da variação da perda com a injeção de potência ativa realmente devem ser maiores que para incrementos da potência reativa. Assim, um fator de perda corrigido pode ser definido como:

$$\phi_C = \phi_p \cos \delta + \phi_Q \sin \delta \quad (5.4)$$

Têm-se assim fatores de perda que consideram as variações de potência ativa e de potência reativa na perda ativa total do sistema. Em seqüência, estes fatores de perda são normalizados conforme equação (3.12), cada barra de carga e de geração do sistema fica responsável por uma parcela das perdas conforme apresentado na equação (3.14) e, finalmente, são calculados fatores de ajuste pela equação (3.15). Em seguida, são apresentados os resultados obtidos após estudos feitos no sistema exemplo e no sistema norte-nordeste a fim de observar o impacto da inclusão da variação da potência reativa no cálculo dos fatores de ajuste destes sistemas.

5.2 Aplicação da Sensibilidade Reativa no Método CA para Alocação das Perdas

5.2.1. Sistema Exemplo

A Tabela 5.2 mostra os fatores de ajuste calculados utilizando apenas o fator de perda ativo e os obtidos considerando também a variação da potência reativa, isto é, o fator de perda corrigido. Os fatores de ajuste dos geradores permanecem os mesmos uma vez que ambos são proporcionais exclusivamente aos fatores de perda ativos. Entretanto, como esperado, há uma pequena mudança nos fatores de ajuste das barras de carga devido à inclusão da variação da potência reativa no cálculo do fator de perda. Esta diferença é bem pequena, pois como visto na Tabela 5.2, o valor do fator de perda reativo para este sistema é bem inferior ao do fator de perda ativo.

Tabela 5.2. Fatores de ajuste do sistema exemplo (inclusão da sensibilidade reativa).

BARRAS	FATORES DE AJUSTE – SISTEMA EXEMPLO	
	Não incluindo a sensibilidade reativa	Incluindo a sensibilidade reativa
1	0,9976	0,9976
2	0,9046	0,9046
3	1,0154	1,0141
4	1,0184	1,0178
5	1,0142	1,0156

5.2.2. Sistema Norte-nordeste Brasileiro

A Figura 5.5 ilustra os fatores de ajuste das barras de carga calculados considerando apenas a sensibilidade das perdas ativas em relação à variação da potência ativa ($\phi_C = \phi_P$) e aqueles obtidos ao

ponderar também o fator de perda reativo nos cálculos ($\phi_C = \phi_P \cos \delta + \phi_Q \sin \delta$). Não são apresentados os fatores de ajuste dos geradores visto que estes permanecem os mesmos daqueles obtidos pelo método incremental CA analítico desenvolvido no capítulo 4.

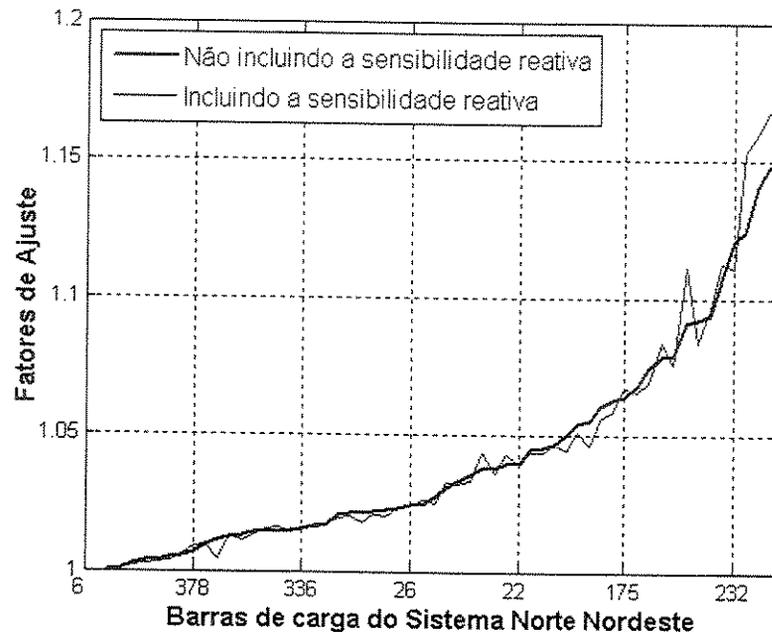


Figura 5.5. Fator de ajuste do norte-nordeste (inclusão a sensibilidade reativa).

Os erros relativos percentuais entre os fatores de ajuste apresentados na Figura 5.5 estão delineados na Figura 5.6. Pode-se notar que este erro é baixo para a maioria das barras, alcançando no máximo 2.5%. Entretanto, considerando que o custo da perda ativa total do sistema é bastante elevado, um erro de 2.5% no cálculo dos fatores de ajuste pode resultar em alocações injustas aos participantes do mercado de energia elétrica. Sendo assim, torna-se muito importante considerar a sensibilidade das perdas totais do sistema em relação à potência reativa no desenvolvimento de um método para alocação das perdas ativas de transmissão.

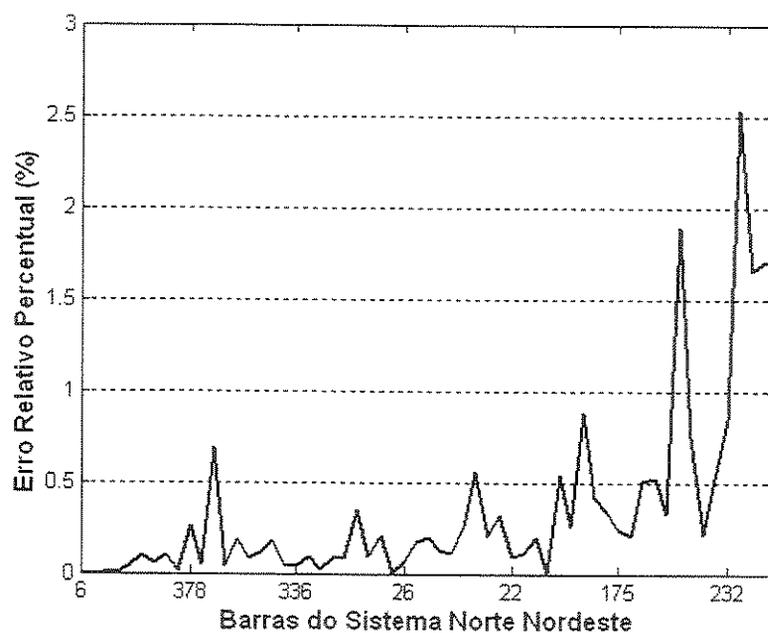


Figura 5.6. Erro relativo entre os fatores de ajuste ilustrados na Figura 5.5.

5.3 Estudos Paramétricos no Sistema Norte-nordeste Brasileiro

Os resultados apresentados a seguir visam observar o comportamento dos fatores de ajuste e da perda ativa total do sistema frente à variação de alguns parâmetros do sistema norte-nordeste brasileiro e o impacto da inclusão do fator de perda reativo no cálculo dos fatores de ajuste. São ilustrados os fatores de ajuste obtidos considerando apenas a variação da potência ativa ($\phi_C = \phi_P$) e os calculados pelos fatores de perda ativos e reativos ($\phi_C = \phi_P \cos \delta + \phi_Q \sin \delta$). A escala à esquerda representa os fatores de ajuste e na escala à direita estão representadas as perdas ativas totais do sistema em MW.

Na Figura 5.7 tem-se o comportamento do fator de ajuste da barra 42 e da perda ativa total do sistema à medida que a potência reativa da barra 42 é aumentada. A perda total cresce com o aumento da carga reativa da barra 42. Portanto, a contribuição desta barra na perda total do sistema deve aumentar quando esta consome mais potência reativa, isto é, seu fator de ajuste deve crescer.

Os fatores de ajuste obtidos mostram-se crescentes com a variação da potência reativa, no entanto, os calculados utilizando os fatores de perda ativos e reativos são maiores, pois consideram de forma mais adequada a contribuição do fluxo de potência reativa nas perdas ativas totais.

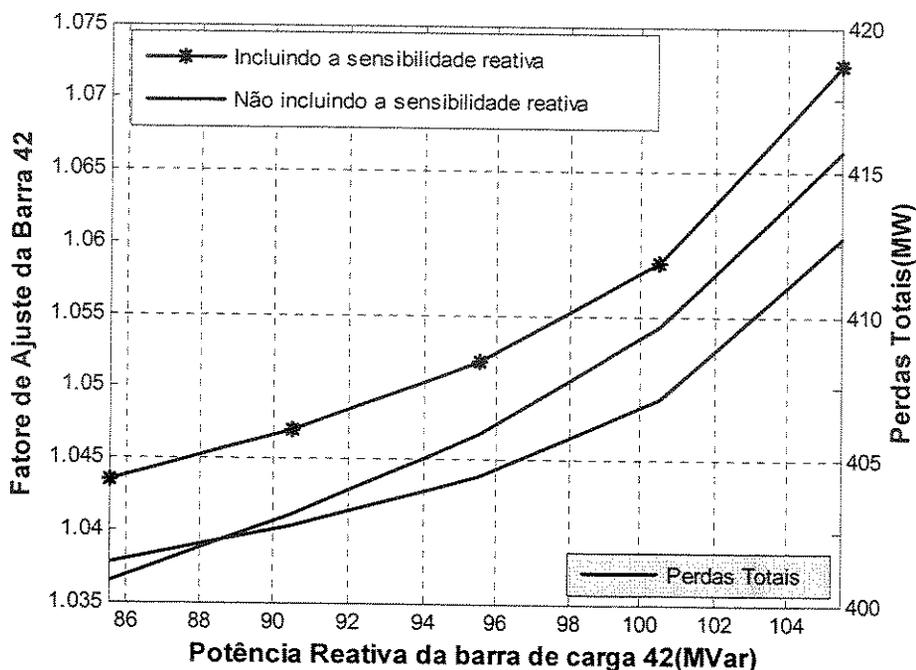


Figura 5.7. Fatores de ajuste da barra 42 e perda ativa total.

A Figura 5.8 ilustra os fatores de ajuste da barra 63 e a perda total do sistema quando a compensação reativa (B_{sh}) da barra 63 é incrementada. Como esperado, a perda ativa total diminui com o aumento da compensação da barra 63, logo, esta barra deve contribuir menos com as perdas, isto é, deve ocorrer uma diminuição do seu fator de ajuste. Realmente, os fatores de ajuste obtidos pelo método incremental analítico diminuem, porém os obtidos considerando apenas os fatores de perda ativos são menores que os calculados utilizando a sensibilidade das perdas ativas em relação à variação da potência ativa e reativa. Esta diferença entre esses fatores de ajuste confirma mais uma vez a necessidade de ponderar a potência reativa nos cálculos.

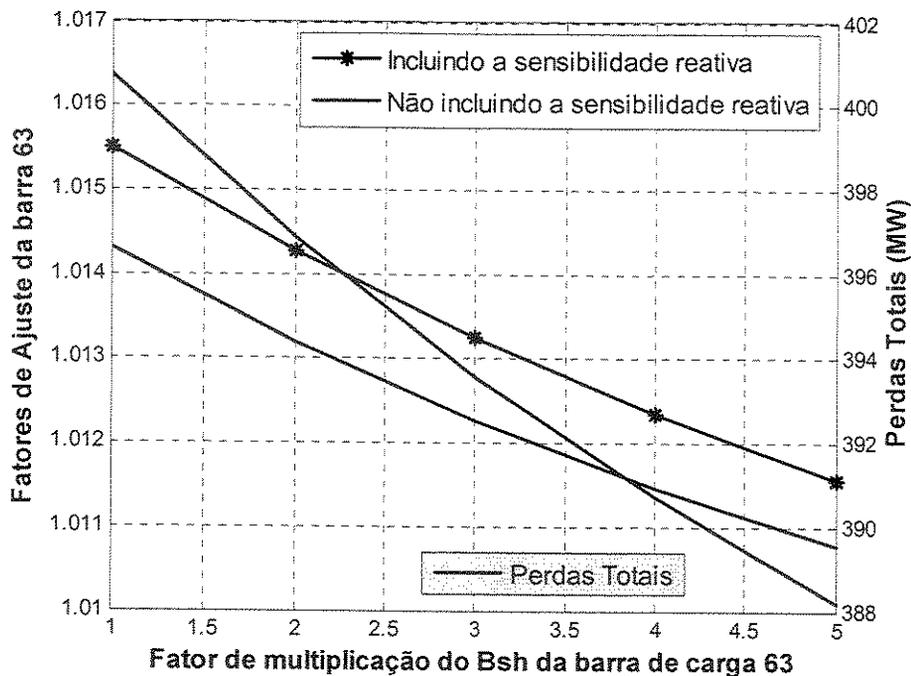


Figura 5.8. Fatores de Ajuste da barra 63 e perda ativa total.

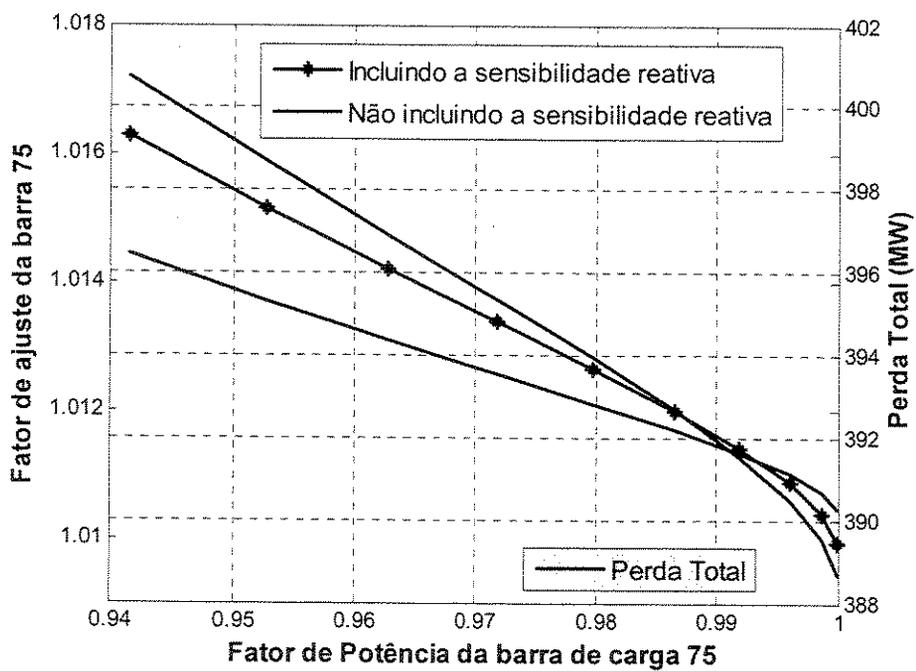


Figura 5.9. Fatores de ajuste da barra 75 e perda ativa total.

Por fim, na Figura 5.9 pode-se observar o comportamento dos fatores de ajuste da barra 75 e da perda ativa total com o aumento do fator de potência desta barra. A perda total do sistema é reduzida com a elevação do fator de potência da barra 75 e, portanto, o fator de ajuste desta barra deve diminuir. O método incremental analítico realmente fornece fatores de ajuste menores para esta barra com o aumento do seu fator de potência. Todavia, observa-se novamente que há uma diferença entre os fatores de ajuste obtidos apenas pelos fatores de perda ativos e os calculados considerando a sensibilidade das perdas ativas em relação à variação da potência ativa e reativa.

Pôde-se verificar neste capítulo que a perda ativa total do sistema depende não apenas da demanda de potência ativa injetada em cada barra, mas também da parcela de potência existente na barra. Assim sendo, faz-se necessário considerar a sensibilidade da perda ativa em relação à variação de potência reativa no desenvolvimento de um método para alocação das perdas ativas de transmissão e a metodologia incremental CA analítica proposta nesta tese possibilita ponderar esta sensibilidade na sua formulação.

6 Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

Esta tese de doutorado apresentou uma metodologia para alocação das perdas ativas de transmissão baseada nas equações do fluxo de carga CA. A necessidade do desenvolvimento de uma técnica CA para solucionar o problema de alocação das perdas ativas surgiu a partir da análise do método proposto ao setor elétrico brasileiro fundamentado nos métodos incrementais e na definição de fatores de perda para as barras de geração e de carga. Como os fatores de perda propostos por este modelo são calculados por meio de um fluxo de carga CC que considera diversas aproximações nas equações do fluxo de potência convencional, acredita-se que deste método pode resultar em alocação das perdas injusta aos participantes do mercado, sendo então necessário estudos de técnicas para alocações de perdas que considerem a não-linearidade das equações do fluxo de carga.

Diante disto, nesta tese de doutoramento procurou-se desenvolver uma metodologia para calcular um índice para a alocação das perdas, ainda baseada em métodos incrementais, mas utilizando um modelo fluxo de carga CA, onde é representada a modelagem completa da rede. Primeiramente, foram analisados os resultados obtidos pelo método CC nos sistemas exemplo e

norte-nordeste brasileiro. Mostrou-se que as perdas calculadas pelo fluxo de carga CC diferem imensamente das perdas CA para condições de alto carregamento, onde a não-linearidade do fluxo de potência acentua-se. Foi observado também que os fatores de perda CC são bastante dependentes da escolha da barra de folga do sistema.

Em seguida, foi desenvolvido um método preliminar CA para alocação das perdas em que os fatores de perda são calculados através da repetição de um algoritmo computacional. Os fatores de perda CA obtidos mostraram-se também dependentes da barra de folga escolhida. Para contornar esta situação, o conceito da barra de folga distribuída foi incorporado ao fluxo de carga CA e com isso computaram-se fatores de perda CA independentes da barra de folga do sistema. Esses fatores foram então comparados com os obtidos pelo modelo CC e notou-se uma grande diferença entre eles, principalmente para situações de alto carregamento do sistema (situação esta mais próxima da realidade para os sistemas elétricos atuais). Além disso, os fatores de perda CA, diferentemente dos calculados pela metodologia CC, acompanham exatamente a tendência das perdas totais do sistema, ou seja, uma determinada barra é beneficiada quando contribui para a diminuição das perdas ativas e penalizada caso contrário.

Apesar deste método preliminar CA ter fornecido fatores de perda aparentemente mais coerentes que o método incremental CC, mostrou-se pouco eficiente computacionalmente, uma vez que necessita da solução de um fluxo de carga para cada barra do sistema. Assim, tornou-se imprescindível o desenvolvimento de um método incremental CA que fornecesse resultados próximos do modelo repetitivo, no entanto, rápido e robusto. Fazendo uso de técnicas de sensibilidade e da teoria de derivadas parciais, foi possível calcular os fatores de perda por meio de uma expressão analítica das equações do fluxo de carga CA sendo assim necessária a solução de apenas um fluxo de carga para realizar a alocação das perdas. Igualmente à técnica repetitiva com

uma única barra de folga, este método analítico não forneceu sensibilidade de perdas ativas para barra de folga do sistema e os fatores de perda não permaneceram os mesmos com a mudança da barra de folga do sistema. Esses problemas foram solucionados utilizando as tensões convergidas e a matriz Jacobiana calculadas pelo fluxo de carga CA com barra de folga distribuída para obter as sensibilidades da perda ativa total em relação às variações de potência ativa das barras de geração e carga e, subtraindo dos fatores de perda um vetor constante obtido pela média ponderada de todos os fatores de perda dos geradores, cujos pesos são as injeções de potência ativa de cada barra do sistema. Esses fatores de perda corrigidos foram confrontados com os calculados pelo método repetitivo e verificou-se que a metodologia CA analítica fornece resultados semelhantes aos obtidos pelo método CA repetitivo com barra de folga distribuída, no entanto, muito mais eficiente computacionalmente.

Tanto o método CA analítico quanto o incremental CC para alocação das perdas ativas de transmissão calculam apenas a sensibilidade da perda ativa total com a variação da potência ativa de cada barra do sistema, ou seja, consideram apenas o impacto da potência ativa nas perdas ativas totais. Todavia, a demanda de potência reativa nas barras também contribui para as perdas ativas na rede. Devido a isto, analisou-se também nesta tese o impacto da variação da potência reativa na perda ativa total do sistema. Como o método CA analítico permite calcular diretamente a sensibilidade da perda ativa total do sistema com a variação da potência reativa, pôde-se mostrar a importância de se considerar esta sensibilidade no desenvolvimento de um método para alocação de perdas e novos fatores de perda foram calculados. É necessário ressaltar que o método proposto nesta tese é apenas mais uma opção para a solução do problema, uma vez que uma boa metodologia para alocação de perdas deve ser aquela compreendida e aceita por todos os que participam do mercado de energia elétrica. No entanto, este trabalho contribui eliminando uma série de simplificações e arbitrariedades em relação ao modelo proposto para o mercado brasileiro.

Como continuidade deste trabalho sugere-se estudos de métodos visando à definição de índices para a alocação das perdas reativas nas linhas de transmissão, a fim de que um montante conhecido de perdas reativas possa ser dividido eqüitativamente entre os agentes do mercado, e que as fontes de reativos que efetivamente suprem estas perdas possam ser recompensadas financeiramente. Isto pode ser realizado por meio de métodos baseados no fluxo de carga CA, como o proposto neste trabalho, no entanto, incluindo outros agentes do mercado que participam no suprimento de potência reativa, e não participam no fornecimento de potência ativa.

Outra possibilidade seria a aplicação do método CA analítico em redes de distribuição uma vez que poucos trabalhos vêm sendo desenvolvidos nesta área [Costa, 2004], [Grgic, 1999]. Após o incentivo à instalação de geradores distribuídos na rede de distribuição e a introdução da competição entre empresas distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica, tal problema veio a merecer maior atenção.

Referências Bibliográficas

- [Baran, 1999] Baran, M. E.; Banunarayanan, V. and Garren, K. E., “A transaction assessment method for allocation of transmission services”, IEEE Transaction On Power Systems, vol. 14, no. 3, pp. 920-928, August 1999.
- [Barcelo, 1988] Barcelo, W. R. and Lemmon, W. W., “Standardized Sensitivity Coefficients for Power System Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, no.4, pp. 1591-1599, Nov. 1988.
- [Belati, 2004] Belati, E. A.; De Souza, A. M. e Da Costa, G. R. M., “Alocação das perdas ativas na transmissão via sensibilidade e com restrições operacionais”. IEEE/PES T&D2004 Latin América, São Paulo, Brasil, 2004.
- [Berizzi, 2001] Berizzi, A.; Bovo, C. and Marannino, P., “Allocation of transmission losses in presence of both bilateral and pool markets models”, Power Industry Computer Applications, 2001. PICA 2001. Innovative Computing for Power - Electric Energy Meets the Market. 22nd IEEE Power Engineering Society International Conference on 20-24 May 2001
Page(s): 336 –341
- [Bialek, 1996] Bialek, J. W., “Tracing the flow of electricity”, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 143, no. 4, pp. 313-320, July 1996.

- [Bialek, 1997] Bialek, J., "Topological generation and load distribution factor for supplement charge allocation in transmission open access", IEEE Transaction On Power Systems, vol. 12, no. 3, pp. 1185-1193, August 1997.
- [Born] Born, P. H. e De Almeida, A. A., "Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços".
- [Christie, 1998] Christie, R. D. and Wangensteen, I., "The Energy Market in Norway and Swede: introduction", IEEE Power Engineering Review, vol. 18, no. 5, pp. 61-63, May 1998.
- [Conejo, 2002] Conejo, A. J.; Arroyo, J. M.; Alguacil, N. and Guijarro, A. L., "Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms", IEEE Transaction On Power Systems, vol. 17, no. 3, pp. 571-576, August 2002.
- [Cornejo, 2001] Cornejo, A.; Galiana, F. D. and Kockar, I., "Z-bus loss allocation", IEEE Transaction On Power Systems, vol. 16, no. 1, pp. 105-110, Feb. 2001.
- [Costa, 2004] Costa, P. M. and Matos, M. A., "Loss allocation in distribution networks with embedded generation", IEEE Transaction On Power Systems, vol. 19, no. 1, pp. 384-389, February 2004.
- [Cuervo, 2004] Cuervo, P.; Mateus, J. C.; Fernandes-Filho, C. A.; Biagio, M. A.; Coelho, M. A., "Metodologia de avaliação incremental de métodos de alocação de perdas de transmissão". IEEE/PES T&D2004 Latin América, São Paulo, Brasil, 2004.
- [De Abreu, 1999] De Abreu, Y. V., "A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas". Dissertação de mestrado da universidade de São Paulo, 1999.
- [De Abreu, 2001] De Abreu, R. L. and Vilela, L. C. T., "Serviços ancilares – uma proposta de classificação e precificação para o setor elétrico brasileiro", XVI SNPTEE, Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Campinas, Brasil, 2001.

- [De Barros, 2001] De Barros, J. R. P. e De Melo, A. C. G., “Usando teoria dos jogos cooperativos para repartir custos associados a serviços ancilares – os casos da reserva de transformação e da potência reativa”, XVI SNPTEE, Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Campinas, Brasil, 2001.
- [De Souza, 2002] De Souza, A. e Decker, I. C., “Serviços ancilares no mercado de energia elétrica brasileiro”, XIV Congresso Brasileiro de Automática, Natal-RN, Brasil, Setembro 2002.
- [Eletrobrás, 2004] www.eletrobras.gov.br/IN_Noticias_Temas/novomodelo.asp.
- [Elgerd, 1982] Elgerd, O. I., “Electric Energy Systems Theory. An Introduction”, New York: McGraw-Hill, 1982.
- [Expósito, 2000] Expósito, A. G.; Santos, J. M. R.; García, T. G. and Velasco, E. A. R., “Fair allocation of Transmission Power Losses”, IEEE Transaction On Power Systems, vol. 15, no. 1, pp. 184-188, Feb. 2000.
- [Fang, 2002] Fang, W. L. and Ngan, H. W., “Succinct method for allocation of network losses”, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 149, no. 2, pp. 171-174, March 2002.
- [Ferrero, 1997] Ferrero, R. W. and Shahidehpour, S. M., “Optimaly conditions in power transactions in deregulated power pools”, Electric Power Systems Research, Vol. 42, page(s): 209-214, 1997.
- [Força Tarefa, 2001] Força-Tarefa MAE/ONS, “Fatores de Perdas Aplicados na Medição do MAE – conclusões e Recomendações”, versão 4.0 – Abril 2001.
- [Galiana, 2000] Galiana, F. D. and Phelan, M., “Allocation of Transmission Losses to Bilateral Contracts in a Competitive Environment”, IEEE Transaction On Power Systems, vol. 15, no. 1, pp. 143-150, Feb. 2000.
- [Galiana, 2002] Galiana, F. D.; Conejo, J. and Kockar, I., “Incremental transmission loss allocation under pool dispatch”, IEEE Transaction On Power Systems, vol. 17, no. 1, pp. 26-33, Feb. 2002.

- [Gjengedal, 2000] Gjengedal, T. and Kvennas, O., “Ancillary Services – to use for whom?”, Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2000. Proceedings. DRPT 2000. International Conference on, 4-7 April 2000, Page(s): 493 –498.
- [Gonzalez, 1999] Gonzalez, J. J. and Basagoiti, P., “Spanish power exchange market and information system. Design concepts, and operation experience”, in Proceeding of the 1999 IEEE Power Industry Computer Applications Conference, Santa Clara, USA, May 1999, pp. 245-252.
- [Greatbanks, 2003] Greatbanks, J. A.; Popović, D. H.; Begović, M.; Pregelj, A. and Green, T. C., “On Optimization for Security and Reliability of Power Systems with Distributed Generation”, IEEE Porto Power Tech Conference, vol. 1, pp. 23-26, June 2003, Bologna, Italy.
- [Grgic, 1999] Grgic, D. and Gubina, F., “New generation distribution factors for active and reactive powers transmission costing”, Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. International Conference on 29 Aug.-2 Sept. 1999 Page(s): 83.
- [Gross, 1993] Gross, G. and Tao, S., “A physical-flow-based approach to allocating transmission losses in a transaction framework”, IEEE Transaction On Power Systems, vol. 15, no. 2, pp. 631-637, May. 2000.
- [Happ, 1973] Happ, H. H., “Optimal Power Dispatch”, IEEE PES Summer Meeting & EHV/ UHV Conference, Vancouver, B. C., Canada, July 15-20, 1973.
- [Huang, 1999] Huang, G. M. and Zhang, H., “Transmission loss allocations and pricing via bilateral energy transactions”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. Volume: 2, 18-22 July 1999, Page(s): 720 -725 vol.2
- [Ilic, 1998] Ilic, M.; Galiana, F. and Fink, L., “Power Systems Restructuring: Engineering and Economics”, Norwell, MA: Kluwer, 1998.

- [Junior, 1994] Junior, A. A. P. e Junior, J. A. D., “Energia Elétrica, In História da Técnica e da Tecnologia no Brasil”, Vargas, Milton, org. UNESP e CEETEPS, São Paulo, 1994.
- [Kirschen, 1997] Kirschen, D.; Allan, R. and Strbac, G., “Contributions of individual generators to loads and flows”, IEEE Transaction On Power Systems, vol. 12, no. 1, pp. 52-60, February 1997.
- [Lee, 2003] Lee, S., “Calculation of Optimal Generation for System Loss Minimization Using Loss Sensitivities Derived by Angle Reference Transposition”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no.3, pp. 1216-1217, August 2003.
- [Leite da Silva, 2001] Leite da Silva, A. M.; Costa, J. G. C.; Mello, J. C. O.; Abreu, J. C.; Romero, S. P. e Treistman, R., “Determinação dos fatores de perdas aplicados na medição do mercado atacadista de energia elétrica”, XVI SNPTEE, Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Campinas, Brasil, 2001.
- [Leite da Silva, 2003] Leite da Silva, A. M. L. and Costa, J. G. C., “Transmission loss allocation: Part I – single energy market”, IEEE Transaction On Power Systems, vol. 18, no. 4, pp. 1389-1394, November. 2003.
- [Luen, 1979] Luen, L. S. “The Load Flow Problem Without Slack Bus”, McGill University, Masters Thesis 1979, Montreal, Canada.
- [Meisingset, 1999] Meisingset, M. and Breidablik, Ö., “A method to determine charging principles for losses in the Norwegian main grid”, in Proc. 13th PSCC, Trondheim, Norway, June/ July 1999, pp. 382-387.
- [MME, 2003] Ministério de Minas e Energia, “Proposta de modelo institucional do setor elétrico”, julho, 2003.
- [Monticelli, 1983] Monticelli, A., “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”. Ed. Edgard Blücher, São Paulo, 1983.

- [Palacio, 2001] Palacio, N. J. O.; Almeida, K. C. and Zürn, H. H., "Short term hydrothermal scheduling under bilateral contracts", IEEE Porto Power Tech Conference, vol. 1, page(s): 6, September 2001, Porto, Portugal.
- [RE-SEB] Reestruturação do Setor Elétrico brasileiro (RE-SEB), Working paper A1: Modelo mercantil do setor.
- [Sallé, 1996] Sallé, C., "Ancillary Services: an overview", Colloquium in the Institute of Electrical Engineers (London), Pricing of ancillary services: an international perspective, June 28, 1996.
- [Schweppe, 1988] Schweppe, F.; Caramanis, M.; Tabors, R. and R. Bohn, "Spot Pricing of Electricity", Norwell, MA: Kluwer, 1988.
- [Shahidehpour, 2001] Shahidehpour, M. and Alomoush, M., "Restructured Electrical Power Systems", Marcel Dekker, Inc., New York, 2001.
- [Singh, 1999] Singh, H. and Papalexopoulos, A., "Competitive procurement of ancillary services by an independent system operator", IEEE Transaction On Power Systems, vol. 14, no. 2, pp. 498-504, May 1999.
- [Wu, 2001] Wu, Z. Q. and Chen, G. Z., "MVA power flow and loss analysis for electricity market", IEE Proc-Gener. Transm. Distrib., vol. 148, no. 2, pp. 153-158, March. 2001.
- [Zaborskky, 1984] Zaborskky, J.; Huang, G. and S. Y. Lin, "Reactive and real power control for computationally effective voltage and thermal management", IEEE/PES Summer Meeting Seattle, Washington, 1984, paper no. 84 SM 618-5.
- [Zhaoxia, 2002] Zhaoxia, J.; Xianzhong, D. and Yangzan, H., "A new expression-analysis-based losses allocation method", Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES , Volume: 3 , 6-10 Oct. 2002 Page(s): 1982 -1985 vol.3
- [Zobian, 1997] Zobian, A. and Iliac, M., "Unbundling of transaction and ancillary services. Part I: technical issue", IEEE Transaction On Power Systems, vol. 12, no. 2, pp. 539-548, May. 1997.

A Dados do Sistema Exemplo

O sistema da Figura A1 é o sistema utilizado em [Leite da Silva, 2001] para testes preliminares dos fatores de ajuste das perdas no mercado competitivo de energia elétrica. Ele é composto de 2 geradores, 5 barras e 7 linhas de transmissão. Os dados de barra e de linha são mostrados nas Tabelas A1 e A2 respectivamente.

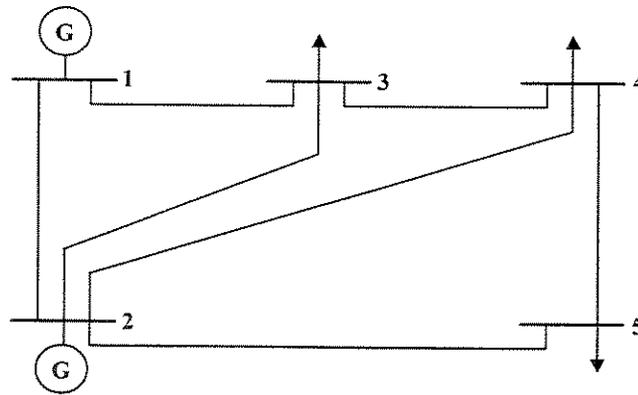


Figura A.1. Configuração do sistema exemplo de 5 Barras

Tabela A.1. Dados de barra do sistema exemplo.

BARRA	TIPO	$P_G(MW)$	$Q_G(MVAR)$	$P_C(MW)$	$Q_C(MVAR)$	$V(PU)$	$\theta(GRAUS)$
1	SL	125,00	-	0	0	1,060	0
2	PV	20,00	-	0	0	1,050	-
3	PQ	0	0	-45,00	-15,00	-	-
4	PQ	0	0	-40,00	-5,00	-	-
5	PQ	0	0	-60,00	-10,00	-	-

Onde: SL é a barra de folga do sistema; PV são as barras de geração; PQ são as barras de carga; P_G e Q_G são as potências ativas e reativas do gerador, respectivamente; P_C e Q_C são as potências ativa e reativa da carga, respectivamente e, V e θ são as magnitudes e ângulos da tensão, respectivamente.

Tabela A.2. Dados de linha do sistema exemplo.

Da linha	Para linha	$r(pu)$	$x(pu)$	$b/2(pu)$
1	2	0,02	0,06	0,030
1	3	0,08	0,24	0,025
2	3	0,06	0,18	0,020
2	4	0,06	0,18	0,020
2	5	0,04	0,12	0,015
3	4	0,01	0,03	0,010
4	5	0,08	0,24	0,025

Onde: r é resistência da linha; x é a reatância da linha e $b/2$ é a admitância shunt da linha.

B Dados do Sistema Norte-nordeste Brasileiro

O sistema norte-nordeste brasileiro utilizado neste trabalho opera com carga pesada sendo composto por 398 barras e 552 linhas, incluindo redes de distribuição e transmissão. O sistema de transmissão principal é composto por linhas de 500kV e 230kV e dividido em 11 áreas como ilustra a Figura B1.

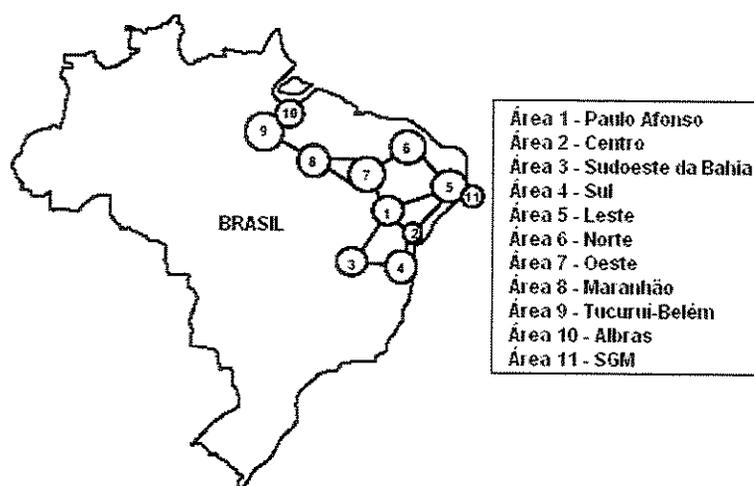


Figura B.1. Áreas do sistema norte-nordeste brasileiro

Na condição de carga pesada, a potência ativa total gerada por este sistema atinge 7311MW, a carga ativa total 6911.92 MW e a perda ativa total aproximadamente 400MW. Ou seja, como esperado, a perda total do sistema representa cerca de 5% da geração total produzida no sistema.

Os dados das principais barras, de geração e carga, ligadas à rede básica de transmissão são mostrados na Tabelas B.1. Estes são referidos aos dados da operação do ano de 1992. A barra 17 é a barra de folga do sistema.

Tabela B.1. Dados de barra do sistema norte-nordeste.

BARRA	TIPO	$P_G(MW)$	$Q_G(MVAR)$	$P_C(MW)$	$Q_C(MVAR)$	$V(PU)$	$\theta(GRAUS)$	ÁREA
4	PV	60,00	-7,30	0,00	0,00	1,0510	-2,00	1
5	PV	60,00	-7,21	0,00	0,00	1,0510	-2,00	1
6	PV	60,00	-7,53	0,00	0,00	1,0510	-2,00	1
7	PV	66,00	-39,10	0,00	0,00	0,9780	-2,00	1
8	PV	66,00	-39,60	0,00	0,00	0,9780	-2,00	1
9	PV	66,00	-5,09	0,00	0,00	1,0510	-2,00	1
10	PV	76,00	-6,04	0,00	0,00	1,0510	-2,00	1
12	PV	76,00	-7,50	0,00	0,00	1,0510	-3,00	1
14	PV	200,00	9,06	0,00	0,00	1,0220	-2,00	1
15	PV	200,00	16,40	0,00	0,00	1,0220	-2,00	1
16	PV	200,00	9,01	0,00	0,00	1,0220	-2,00	1
17	SL	551,00	36,60	0,00	0,00	1,0390	2,00	1
18	PV	325,00	12,10	0,00	0,00	1,0390	-1,00	1
19	PV	325,00	12,10	0,00	0,00	1,0390	-1,00	1
20	PV	325,00	12,10	0,00	0,00	1,0390	-1,00	1
21	PV	325,00	12,10	0,00	0,00	1,0390	-1,00	1
22	PV	325,00	12,10	0,00	0,00	1,0390	-1,00	1
26	PV	100,00	7,45	0,00	0,00	1,0220	-2,00	1
28	PV	100,00	3,80	0,00	0,00	1,0220	-2,00	1
30	PV	185,00	-12,30	0,00	0,00	1,0370	-2,00	1
31	PV	185,00	-12,20	0,00	0,00	1,0370	-2,00	1
32	PV	185,00	-12,20	0,00	0,00	1,0370	-2,00	1
34	PV	185,00	-12,20	0,00	0,00	1,0370	-2,00	1
35	PV	185,00	-12,20	0,00	0,00	1,0370	-2,00	1
38	PQ	0,00	0,00	-86,20	-17,10	1,0290	-39,00	5
42	PQ	0,00	0,00	-195,00	-85,50	1,0430	-39,00	5
44	PQ	0,00	0,00	-67,00	-28,70	1,0000	-46,00	12
45	PQ	0,00	0,00	-66,50	-28,50	1,0000	-46,00	12
46	PQ	0,00	0,00	-66,50	-28,50	1,0000	-44,00	12

Dados do Sistema Norte-nordeste Brasileiro

BARRA	TIPO	$P_G(MW)$	$Q_G(MVAR)$	$P_C(MW)$	$Q_C(MVAR)$	$V(PU)$	$\theta(GRAUS)$	ÁREA
51	PQ	0,00	0,00	-77,10	-26,80	1,0140	-39,00	5
53	PQ	0,00	0,00	-32,30	-17,30	1,0430	-27,00	5
54	PQ	0,00	0,00	-135,00	-31,90	1,0140	-30,00	5
63	PQ	0,00	0,00	-241,00	-61,60	1,0000	-33,00	5
65	PQ	0,00	0,00	-28,00	-16,00	1,0000	-33,00	5
75	PQ	0,00	0,00	-261,00	-93,30	1,0140	-34,00	5
81	PQ	0,00	0,00	-103,00	-23,60	1,0000	-36,00	5
87	PQ	0,00	0,00	-141,00	-61,40	1,0140	-39,00	5
92	PQ	0,00	0,00	-27,60	-1,96	1,0000	-45,00	5
104	PV	0,00	24,20	-170,00	-56,00	1,0140	-54,00	5
114	PQ	0,00	0,00	-41,90	-2,00	1,0000	-24,00	6
119	PV	0,00	55,60	0,00	0,00	1,0690	-26,00	6
120	PQ	0,00	0,00	-62,00	-12,00	1,0290	-30,00	6
132	PQ	0,00	0,00	-21,10	-4,42	1,0140	-55,00	6
134	PQ	0,00	0,00	-55,10	-7,63	1,0000	-54,00	6
137	PV	0,00	131,00	0,00	0,00	1,0000	-53,00	6
140	PQ	0,00	0,00	-305,00	-143,00	1,0290	-58,00	6
146	PQ	0,00	0,00	-37,10	-7,03	1,0140	-57,00	6
151	PQ	0,00	0,00	-118,00	-58,10	1,0290	-58,00	6
157	PQ	0,00	0,00	-69,70	-10,80	1,0290	-55,00	7
163	PQ	0,00	0,00	-26,00	-9,80	1,0430	-45,00	7
170	PQ	0,00	0,00	-89,90	-38,40	1,0430	-31,00	7
171	PQ	0,00	0,00	-27,00	-14,50	1,0140	-32,00	7
172	PQ	0,00	0,00	-17,00	-14,10	1,0140	-32,00	7
175	PQ	0,00	0,00	-41,10	-10,80	1,0430	-17,00	7
178	PV	49,00	8,83	0,00	0,00	1,0500	-8,00	7
179	PV	59,00	10,30	0,00	0,00	1,0500	-7,00	7
182	PQ	0,00	0,00	-25,20	-7,09	1,0140	-30,00	8
186	PQ	0,00	0,00	-50,00	-0,50	1,0420	-27,00	8
190	PQ	0,00	0,00	-631,00	-306,00	1,0210	-18,00	11
195	PQ	0,00	0,00	-112,00	-59,90	1,0050	-23,00	8
196	PQ	0,00	0,00	-34,90	-15,50	1,0280	-23,00	8
215	PQ	0,00	0,00	-81,30	-24,60	1,0420	-2,00	9
221	PQ	0,00	0,00	-44,00	-9,99	1,0290	-32,00	6
225	PQ	0,00	0,00	-85,20	-19,10	1,0430	-26,00	4
231	PQ	0,00	0,00	-23,00	-8,78	0,9990	-24,00	4
232	PQ	0,00	0,00	-154,00	-62,90	1,0430	-29,00	4
238	PQ	0,00	0,00	-35,00	-16,10	1,0430	-26,00	4
239	PQ	0,00	0,00	-106,00	-44,40	1,0340	-26,00	4
240	PQ	0,00	0,00	-23,00	-13,00	1,0340	-26,00	4
241	PQ	0,00	0,00	-40,00	-17,00	1,0000	-27,00	4
255	PQ	0,00	0,00	-59,80	-18,00	1,0000	-34,00	4
262	PQ	0,00	0,00	-38,00	-22,60	1,0250	-27,00	4

BARRA	TIPO	$P_G(MW)$	$Q_G(MVAR)$	$P_C(MW)$	$Q_C(MVAR)$	$V(PU)$	$\theta(GRAUS)$	ÁREA
265	PQ	0,00	0,00	-105,00	-29,20	1,0140	-33,00	4
271	PQ	0,00	0,00	-84,90	-55,50	1,0200	-27,00	4
272	PQ	0,00	0,00	-140,00	-81,90	1,0160	-28,00	4
273	PQ	0,00	0,00	-75,80	-25,60	1,0000	-30,00	4
277	PQ	0,00	0,00	-205,00	-55,40	1,0000	-34,00	4
281	PQ	0,00	0,00	-140,00	-22,60	1,0000	-34,00	4
282	PQ	0,00	0,00	-25,00	-15,00	1,0170	-33,00	4
286	PQ	0,00	0,00	-153,00	-32,20	1,0430	-40,00	4
292	PQ	0,00	0,00	-213,00	-23,90	1,0430	-53,00	4
334	PV	100,00	-36,80	0,00	0,00	1,0150	-1,00	3
335	PV	100,00	-36,80	0,00	0,00	1,0150	-1,00	3
336	PV	100,00	-36,80	0,00	0,00	1,0150	-1,00	3
337	PV	100,00	-36,80	0,00	0,00	1,0150	-1,00	3
338	PV	100,00	-36,80	0,00	0,00	1,0150	-1,00	3
339	PV	100,00	-36,80	0,00	0,00	1,0150	-1,00	3
343	PQ	0,00	0,00	-45,00	-5,00	1,0290	-11,00	3
350	PQ	0,00	0,00	-46,00	-9,00	1,0290	-22,00	3
352	PQ	0,00	0,00	-36,00	-5,60	1,0430	-30,00	3
356	PQ	0,00	0,00	-42,00	-8,50	1,0290	-35,00	3
361	PQ	0,00	0,00	-40,70	-8,26	1,0190	1,00	9
366	PQ	0,00	0,00	-25,10	-13,10	0,9680	3,00	9
376	PV	264,00	-6,58	0,00	0,00	1,0180	18,00	9
377	PV	264,00	-6,58	0,00	0,00	1,0180	18,00	9
378	PV	264,00	-6,58	0,00	0,00	1,0180	18,00	9
379	PV	264,00	-6,58	0,00	0,00	1,0180	18,00	9
380	PV	264,00	-6,58	0,00	0,00	1,0180	18,00	9
381	PV	264,00	-6,58	0,00	0,00	1,0180	18,00	9
382	PV	264,00	-6,58	0,00	0,00	1,0180	18,00	9
383	PV	264,00	-6,58	0,00	0,00	1,0180	18,00	9
388	PQ	0,00	0,00	-605,00	-391,00	1,0000	-13,00	11
390	PV	0,00	114,00	0,00	0,00	1,0250	-13,00	9
392	PV	0,00	114,00	0,00	0,00	1,0250	-13,00	9
396	PV	0,00	0,00	-132,00	-51,90	1,0170	-20,00	9
398	PV	0,00	0,00	-226,00	-74,30	1,0400	-23,00	9

Onde: SL é a barra de folga do sistema; PV são as barras de geração; PQ são as barras de carga; P_G e Q_G são as potências ativas e reativas do gerador, respectivamente; P_C e Q_C são as potências ativa e reativa da carga, respectivamente e, V e θ são as magnitudes e ângulos da tensão, respectivamente.

C Artigos Publicados e Submetidos durante o Projeto de Doutorado

- Menezes, T.V. e Da Silva, L.C.P., “Definition, testing and validation of AC and DC Incremental Method’s for Active Transmission Loss Allocation”, submetido à revista: *IEEE Transaction On Power Systems*, 2005.
- Menezes, T. V.; Da Silva, L.C.P. e Castro, M. S., “A Comparative Analysis of AC and DC Incremental Methods for Transmission Loss Allocation”, aceito para publicação na revista: *Electric Power Components and Systems*, Agosto de 2005.
- Menezes, T. V. e Da Silva, L.C.P., “An incremental method for transmission loss allocation based on AC power flow equations”, aceito para publicação nos anais do sexto congresso latino-americano de geração e transmissão de eletricidade (*Sixth Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - GLAGTEE 2005*), 13 a 17 de Novembro de 2005, Mar del Plata, Argentina.
- Menezes, T. V. e Da Silva, L.C.P., “Uma discussão sobre os fatores de alocação das perdas de transmissão Baseados nos fluxos de carga DC e AC”, publicado nos anais do XV Congresso Brasileiro De Automática (CBA), Gramado, RS, 2004.
- Menezes, T. V. e Da Silva, L.C.P., “An Investigation on the Accuracy of DC Methods for Losses Allocation in Electricity Power Markets”, publicado nos anais do *IV IASTED International Conference on Power and Energy Systems*, 2004, Rhodes, Grécia, 2004.