

**FERNANDO RODRIGUES**

**ANÁLISE DE METODOLOGIAS PARA ALOCAÇÃO DE  
PERDAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA  
OPERANDO SEGUNDO MERCADO POOL**

**Curitiba  
2007**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE METODOLOGIAS PARA ALOCAÇÃO DE  
PERDAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA  
OPERANDO SEGUNDO MERCADO POOL**

Dissertação submetida à  
Universidade Federal do Paraná  
como parte dos requisitos para  
a obtenção do grau de Mestre  
em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Dra. Thelma  
Solange Piazza Fernandes

**FERNANDO RODRIGUES**

Curitiba, 2007

## RESUMO

O setor elétrico mundial vem passando, desde a década de 90, por um processo de reestruturação, com a introdução de competição no segmento de geração e livre acesso às redes de transmissão. Esse fato requer o desenvolvimento de metodologias para alocação das perdas entre os diversos agentes participantes do mercado de uma maneira simples, transparente e fácil de entender, a fim de se estabelecer critérios justos de remuneração das mesmas. Sendo assim, vislumbrou-se a necessidade de um estudo mais aprofundado a respeito das metodologias para alocação de perdas entre geração e carga. Esse estudo não é trivial e já existem vários métodos disponíveis na literatura. Assim, a fim de qualificá-los, o presente trabalho faz um estudo comparativo dos mesmos, analisando quais deles fazem alocações negativas por barras, quais os níveis de injeção de potência versus a perda alocada por barra, desempenho do sistema frente às alterações dos parâmetros da rede e quais métodos refletem um melhor sinal locacional, definindo geradores e cargas que estão bem ou mal posicionados no sistema. Além disso, apresenta-se a compensação das perdas por barras de geração, no qual os geradores suprem suas próprias perdas alocadas e não apenas uma única barra de folga. Este procedimento é implantado com a inserção das perdas alocadas aos geradores nas restrições do balanço de potência do Fluxo de Carga resolvido pelo Método Newton-Raphson. Os resultados são apresentados para os sistemas IEEE-5 barras, IEEE-30 barras e 291 barras que é o equivalente em carga pesada da rede elétrica da Companhia Paranaense de Energia e que contém toda a rede de 525 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV, além das barras de fronteiras.

**Palavras-Chaves:** alocação de perdas ativas, mercado *pool*

## ABSTRACT

World-wide the electric sector comes passing, since the decade of 90, through a process of reorganization, with the introduction of competition in the generation segment and exempts access to the transmission nets, which are responsible for the electric losses. This fact requires the development of methodologies for loss allocation, between the diverse participant agents of the market, in a simple, transparent and easy way to understand, in order to establish right criteria of remuneration of the same ones. Being thus, it was glimpsed more necessity of a deepened study regarding methodologies that place losses between generation and load. This study is not trivial and already some available methods in literature exist. Thus, to qualify them, the present work makes a comparative study of the same ones and analyses which of them yield negative allocations in determined buses, which are the injection levels of power versus the loss placed for buses, performance of the system when there are alterations of the parameters of the net and which methods reflects one better signal locacional, defining generating and loads that are well or badly located in the system. Moreover, using of the best methodologies for allocation of losses (obtained in the previous study), it was added to a Load Flow resolved by Newton Raphson Method, a compensation of the losses for generation buses. Thus, beyond the losses allocation, the same ones are dispatched concomitantly by all the generators, and not only by the slack bus. This alternative is implemented into the load flow considering the losses allocation by bus generators at the power flow equations. The results are presented through the IEEE-5 bus system, IEEE-30 bus system and 291 bus system that is the equivalent, in heavy load, of the electric network of the Paranaense Company of Energy that contains 525 kV, 230 kV and 69 kV, beyond the borders buses.

**Key-words:** active loss allocation, pool market

## **Agradecimentos**

A Deus que sempre iluminou e abençoou meus caminhos.

À minha mãe Áurea pelo cuidado, atenção, dedicação e carinho dispensados em minha educação e formação.

À meu querido filho Gustavo pelos momentos que deixei de estar a seu lado.

Às minhas irmãs Francielle e Priscila pelo apoio e confiança.

Aos meus padrinhos que ao longo dos anos vem dando apoio e ajudando a formar meu caráter.

À professora Thelma pela lisura, apoio e seriedade na orientação e direcionamento dos estudos.

Aos amigos, colegas e professores que me ajudaram de alguma forma durante este período.

Ao LACTEC pelo suporte financeiro.

## Lista de Abreviaturas

<b>B</b>	parte imaginária de $\mathbf{Y}$ que representa matriz de susceptância de barra ( $B \in \mathfrak{R}^{(n \times n)}$ )
$b_{im}^s$	susceptância série da linha $i - m$
<b>e</b>	vetor da parte real da tensão ( $e \in \mathfrak{R}^{(n \times 1)}$ )
<b>f</b>	vetor da parte imaginária da tensão ( $f \in \mathfrak{R}^{(n \times 1)}$ )
$g_{im}$	condutância série do elemento entre as barras $i$ e $m$
<b>G</b>	parte real da matriz $\mathbf{Y}$ que representa matriz de condutância de barra ( $G \in \mathfrak{R}^{(n \times n)}$ )
$\mathcal{I}_k$	injeção de corrente fasorial devido à barra $k$
$\mathcal{I}_{im}$	corrente total que percorre o elemento entre as barras $i$ e $m$ , na direção $i - m$
<b>JP<sub>x</sub></b>	sensibilidade das potências ativas em relação à tensão em cada barra
<b>L</b>	perda ativa total do sistema
<b>n</b>	número de barras
<b>nl</b>	número de linhas
<b>N</b>	matriz de zeros ( $N \in \mathfrak{R}^{(n \times n)}$ )
<b>P<sub>g</sub></b>	geração de potência ativa ( $P_g \in \mathfrak{R}^{(n \times 1)}$ )
<b>P<sub>d</sub></b>	demanda de potência ativa ( $P_d \in \mathfrak{R}^{(n \times 1)}$ )
$Pd_i$	demanda de potência ativa na barra $i$
$Pl_{im}$	fluxo de potência ativa que percorre os elementos na direção $i - m$
<b>Q</b>	injeção de potência reativa ( $Q \in \mathfrak{R}^{(n \times 1)}$ )

$Q_g$	geração de potência reativa ( $Q_g \in \mathfrak{R}^{(n \times 1)}$ )
$Q_d$	demanda de potência reativa ( $Q_d \in \mathfrak{R}^{(n \times 1)}$ )
$Qd_i$	demanda de potência reativa na barra $i$
$Ql_{im}$	fluxo de potência reativa que percorre os elementos na direção $i - m$
$R$	matriz de resistência dos ramos ( $R \in \mathfrak{R}^{(n \times n)}$ )
$rl_{im}$	resistência série do elemento entre as barras $i$ e $m$
$\mathfrak{S}l_{im}$	vetor de fluxos de potência aparente que percorrem os elementos na direção $i - m$ ( $\mathfrak{S}l_{im} \in \mathbb{C}^{(nl \times 1)}$ )
$\mathfrak{S}perda^{tot}$	vetor de perda de potência aparente total pelos elementos de transmissão ( $\mathfrak{S}perda^{tot} \in \mathbb{C}^{(nl \times 1)}$ )
$V_k$	tensão fasorial na barra $k$
$w_1$	vetor linha de "hum" ( $n \times 2n$ )
$w_2$	vetor linha de "hum" ( $n \times 2n$ )
$x$	vetor de tensão que contém as componentes real e imaginária da tensão ( $x \in \mathfrak{R}^{(2n \times 1)}$ )
$X$	matriz de reatância dos ramos ( $X \in \mathfrak{R}^{(n \times n)}$ )
$xl_{im}$	reatância série do elemento entre as barras $i$ e $m$
$\mathfrak{Z}_{im}$	impedância série do elemento entre as barras $i$ e $m$
$\mathfrak{Z}$	matriz de impedância de barra ( $\mathfrak{Z} \in \mathbb{C}^{(n \times n)}$ )
$\mathfrak{Y}_{im}$	admitância série do elemento entre as barras $i$ e $m$
$\mathfrak{Y}$	matriz de admitância de barra ( $\mathfrak{Y} \in \mathbb{C}^{(n \times n)}$ )
$\Gamma$	matriz identidade ( $\Gamma \in \mathfrak{R}^{(n \times n)}$ )

$\Gamma_e$	matriz composta pela justaposição da matriz identidade $\Gamma$ e a matriz de zeros $N$ ( $\Gamma_e \in \mathfrak{R}^{(2n \times 2n)}$ )
$\Gamma_f$	matriz composta pela justaposição de uma matriz de zeros $N$ e da matriz identidade $\Gamma$ ( $\Gamma_f \in \mathfrak{R}^{(2n \times 2n)}$ )
*	em subscrito, representa o valor conjugado de um número complexo
•	em subscrito, representa o valor ótimo da função
	módulo de número complexo
diag( <b>I</b> )	matriz quadrada cuja diagonal principal é o vetor <b>I</b>
negrito	variáveis em negrito indicam que se trata de um vetor ou matriz
.	variável com ponto indica que se trata de número complexo.



## LISTA DE SIGLAS

CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ITL	Perda Incremental de Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MPICB	Método Proporcional às Injeções de Corrente por Barra
ONS	Operador Nacional do Sistema

# ÍNDICE

<b><u>INTRODUÇÃO</u></b> .....	
<u>1.1 Introdução</u> .....	1
<u>1.2 Objetivos</u> .....	3
<u>1.3 Estrutura da Dissertação</u> .....	3
<b><u>METODOLOGIAS PARA ALOCAÇÃO DE PERDAS</u></b> .....	
<u>2.1 Introdução</u> .....	4
<u>2.2 Cálculo de Perdas a Partir dos Fluxos pelas Linhas de Transmissão</u> .....	5
<u>2.3 Métodos para Mercado Pool</u> .....	7
<u>2.3.1 Procedimento de Divisão Proporcional ao Uso da Rede</u> .....	8
<u>2.3.2 Métodos Baseados na Teoria de Circuitos</u> .....	8
<u>2.3.3 Alocação Marginal</u> .....	17
<u>2.3.4 Método Incremental</u> .....	26
<u>2.5 Método para Alocação de Perdas para Modelos Competitivos</u> .....	27
<u>2.6 Método Proporcional às Injeções de Corrente por Barras (MPICB)</u> .....	31
<u>2.7 Procedimento Vigente para Contabilização das Perdas</u> .....	33
<u>2.8 Considerações Finais</u> .....	35
<b><u>COMPENSAÇÃO DAS PERDAS</u></b> .....	
<u>3.1 Introdução</u> .....	36
<u>3.2 Modificação da Matriz <math>Y</math></u> .....	37
<u>3.3 Compensação das Perdas para o Método Z-Bus</u> .....	39
<u>3.4 Compensação das Perdas para Método Proporcional às Injeções de Corrente por Barras</u> .....	41
<u>3.5 Considerações Finais</u> .....	42
<b><u>RESULTADOS</u></b> .....	
<u>4.1 Introdução</u> .....	44
<u>4.2 Fluxo de Carga utilizando o Método Newton-Raphson</u> .....	44
<u>4.3 Metodologias para Alocação das Perdas</u> .....	45
<u>4.3.1 Sistema de 5 Barras</u> .....	46
<u>4.3.2 Sistema de 30 Barras</u> .....	48
<u>4.3.3 Análise de Sensibilidade das Barras de Geração e Carga</u> .....	50
<u>4.3.4 Resultados para o Sistema Copel</u> .....	56
<u>4.4 Esquema de Alocação das Perdas somente para as barras de geração</u> .....	61
<u>4.5 Compensação das Perdas</u> .....	62
<u>4.6 Considerações Finais</u> .....	65
<b><u>CONCLUSÕES</u></b> .....	
<u>5.1 Resumo de Contribuições</u> .....	66
<u>5.2 Recomendações para Trabalhos Futuros</u> .....	67
<b><u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u></b> .....	

<b><u>ANEXO A – DADOS DOS SISTEMAS UTILIZADOS</u></b> .....		
<u>A.1 Introdução</u> .....	72	
<u>A.2 Dados do Sistema de 5 barras</u> .....	72	
<u>A.3 Dados do Sistema de 30 barras</u> .....	73	
<u>A.4 Dados do Sistema de 291 barras</u> .....	75	
<b><u>ANEXO B – REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO SISTEMA UTILIZADO</u></b> .....		90
<u>B.1 Introdução</u> .....	90	
<u>B.2 Sistema da Região Sul</u> .....	91	
<u>B.3 Sistema da COPEL</u> .....	92	
<u>B.4 Sistema da Região de Curitiba</u> .....	93	

# CAPÍTULO I

## INTRODUÇÃO

### 1.1 Introdução

O transporte de energia pela rede de transmissão provoca as chamadas perdas elétricas, as quais podem ser obtidas pela diferença entre a geração e a demanda medidas na fronteira do sistema de transmissão, a partir da solução do fluxo de potência, ou somando-se as perdas nas linhas de transmissão.

Em um modelo tradicional de sistema elétrico, onde, por exemplo, todo o parque gerador pertence a uma mesma concessionária de energia, as perdas são consideradas como parte do total de geração requerida para suprir a demanda. No entanto, em um modelo reestruturado, com diferentes companhias atuando na geração e mercado, é importante alocar as perdas associadas a essas companhias de modo que se possam estabelecer critérios justos de remuneração das mesmas, pois elas podem representar aproximadamente 4% do total de energia produzida em um sistema elétrico de potência.

Desde que a reestruturação do setor elétrico se iniciou, por volta da década de 90, a operação continuou integrada, com pouco controle sobre o fluxo de potência em uma determinada linha do sistema e, conseqüentemente, também sobre as perdas em cada linha. Além disso, matematicamente, as perdas são expressas em uma função não linear, sendo assim é difícil a atribuição de parcelas dessas perdas entre os participantes da rede elétrica. Por esse motivo, a questão de se alocar perdas elétricas se tornou um desafio para os pesquisadores de todo o mundo.

Muitos trabalhos já foram publicados, apresentando diferentes metodologias para alocação de perdas tanto para modelos cuja operação é centralizada, os chamados modelos *pool*, quanto para modelos cuja operação é competitiva, os chamados modelos bilaterais ou ainda, *pool*-bilaterais (composição de *pool* e bilateral).

Esse trabalho se concentra em estudar metodologias para alocação de perdas para modelos *pool*, que basicamente se concentram na divisão das perdas entre barras de geração e de carga do sistema elétrico a fim de se poder estabelecer critérios justos de remuneração das mesmas.

Os resultados obtidos por esses métodos permitem que se realizem análises sobre: alocações negativas em determinadas barras do sistema, avaliação do nível de injeção de potência versus a perda alocada por barra, desempenho do sistema frente às alterações dos parâmetros da rede e quais métodos refletem um melhor sinal locacional, definindo geradores e cargas que estão bem ou mal posicionados no sistema.

Deve-se destacar que a alocação das perdas não afeta diretamente o funcionamento dos sistemas elétricos existentes, uma vez que o cálculo das mesmas é realizado depois do despacho das cargas, mas modifica a distribuição de receitas e pagamentos para geradores e consumidores. Obviamente o tamanho e localização de geradores e cargas contribuem, para mais ou para menos, com as perdas elétricas. Para PADILHA, LIMA e MACEDO (2003), este fato pode ser determinante na definição, por exemplo, de locais mais adequados para a conexão de novos geradores no sistema, e neste sentido a alocação das perdas pode ser um fator decisivo na expansão dos sistemas de geração.

O presente trabalho, além de descrever os métodos já propostos, faz uma análise comparativa dos mesmos, chegando-se a conclusão que muitos deles possuem premissas e considerações semelhantes UNSIHUAY e SAAVEDRA (2003), ZOBIAN e ILIC (1997) e FERNANDES (2004). Essas premissas são interpretadas e reformuladas na forma de uma nova metodologia que utiliza a idéia de se alocar perdas de acordo com a tensão total do sistema e as correntes individualizadas por barras, método esse denominado de Método Proporcional às Injeções de Corrente por Barras. Em seguida, utilizando-se das melhores metodologias para alocação de perdas (obtidas do estudo anterior), foi agregada a um Fluxo de Carga resolvido pelo Método de Newton Raphson, uma compensação das perdas por barras de geração. Assim, além de se alocar as perdas, as mesmas são despachadas concomitantemente com os geradores, sendo que todos os geradores geram suas perdas e não apenas uma única barra de folga. Essa alternativa de análise de fluxo de carga com cálculo de geração e perdas concomitantes tem como objetivo diminuir o volume total de perdas, pois as

mesmas seriam supridas por geradores que estão na própria região geográfica que provocam as perdas e ainda resolver a questão de se ratear as perdas entre os geradores.

## 1.2 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são:

- (i) estudar e implementar computacionalmente alguns dos principais métodos já propostos na literatura para alocação de perdas ativas entre barras de geração e carga;
- (ii) fazer uma análise comparativa dos mesmos;
- (iii) interpretar e reformular o método proposto por UNSIHUAY e SAAVEDRA (2003);
- (iv) dentre os melhores métodos estudados, rearranjá-los para que se possa alocar perdas ativas apenas entre barras de geração e assim realizar a compensação das perdas por todos os geradores.

## 1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada da seguinte maneira: inicialmente, o Capítulo II apresenta uma revisão bibliográfica das diversas metodologias para cálculo das perdas, tais como: pro-rata, métodos baseados na Teoria de Circuitos e alocação marginal. Nesse mesmo capítulo, é feita ainda uma interpretação desses métodos, reformulando-se alguns deles no aqui chamado Método Proporcional às Injeções de Corrente por Barras.

O Capítulo III descreve a metodologia proposta para compensação das perdas.

No Capítulo IV, apresentam-se resultados da análise do desempenho dos diversos algoritmos implementados neste trabalho, utilizando o Software MATLAB versão 5.3, para cálculo e compensação das perdas para sistemas de 5, 30 e 291 barras.

Finalmente, no Capítulo V são apresentadas conclusões sobre o tema e propostas para pesquisas futuras.

# CAPÍTULO II

## METODOLOGIAS PARA ALOCAÇÃO DE PERDAS

### 2.1 Introdução

Diante dos enormes desafios apresentados pela reestruturação do setor elétrico, diversos estudos foram publicados propondo soluções para os mesmos e discutindo os impactos causados no mercado de energia devido à introdução da competição nesse setor. Entre alguns desses desafios está a necessidade de se propor uma metodologia para alocação das perdas elétricas no sistema de transmissão entre os usuários ou barras da rede.

Qualquer método de alocação de perdas utiliza-se de um certo grau de arbitrariedade devido a sua natureza não linear CONEJO, GALIANA e KOCKAR (2001). Assim, os mesmos devem satisfazer alguns requisitos:

- a) O esquema de alocação deve induzir o uso eficiente da rede, ou seja, de modo a diminuí-las;
- b) O esquema de alocação deve tratar eqüitativamente todos os participantes, ou seja, da maneira mais justa possível;
- c) Deve levar em conta a injeção de potência em cada barra;
- d) Considerar a localização da barra na rede de transmissão;
- e) Ser estável diante de alterações pouco significativas de parâmetros da rede;
- f) Fornecer incentivos ou punições para geradores e cargas considerando a sua relativa localização e magnitude na rede;
- g) Ser de simples compreensão e de fácil implementação.

Buscando-se esses quesitos, a literatura apresenta uma diversidade de trabalhos, sendo que alguns deles se baseiam nas mesmas premissas.

Assim, a fim de se poder interpretar adequadamente as mais diversas considerações e arbitrariedades de cada método proposto na literatura, para então se poder reformular alguns deles e escolher os melhores, será feito inicialmente,

nesse capítulo, um apanhado das diversas metodologias existentes na literatura para alocação de perdas entre barras geradoras e de carga operando em um mercado tipo *pool*.

No decorrer dessa revisão bibliográfica, uma análise teórica das mesmas será feita paralelamente às descrições, já se pré-selecionando as que mais preenchem os requisitos listados em CONEJO, GALIANA e KOCKAR (2001). Essas metodologias pré-selecionadas serão implementadas computacionalmente a fim de se concluir sobre as mais adequadas.

Antes da descrição dos métodos, cabe lembrar a definição e modelagem das perdas de transmissão por linha e total de um sistema elétrico.

## 2.2 Cálculo de Perdas a Partir dos Fluxos pelas Linhas de Transmissão

O modelo utilizado para representar uma linha de transmissão entre a barra  $i$  e a barra  $m$  é o equivalente  $\pi$ , representado na Figura 2.1. Ele é definido por três parâmetros: resistência série  $rl_{im}$ , a reatância série  $xl_{im}$  e a susceptância *shunt*  $b_{im}^s$ , sendo então, a impedância do elemento série:

$$\mathcal{Z}_{im} = rl_{im} + j \cdot xl_{im} \quad (2.1)$$

A admitância série é:

$$\mathcal{Y}_{im} = g_{im} + j \cdot b_{im} = \mathcal{Z}_{im}^{-1} = \frac{rl_{im}}{rl_{im}^2 + xl_{im}^2} - j \cdot \frac{xl_{im}}{rl_{im}^2 + xl_{im}^2} \quad (2.2)$$

onde

$\mathcal{Y}_{im}$  : admitância série da linha;

$g_{im}$  : condutância série da linha;

$b_{im}^s$  : susceptância série da linha.



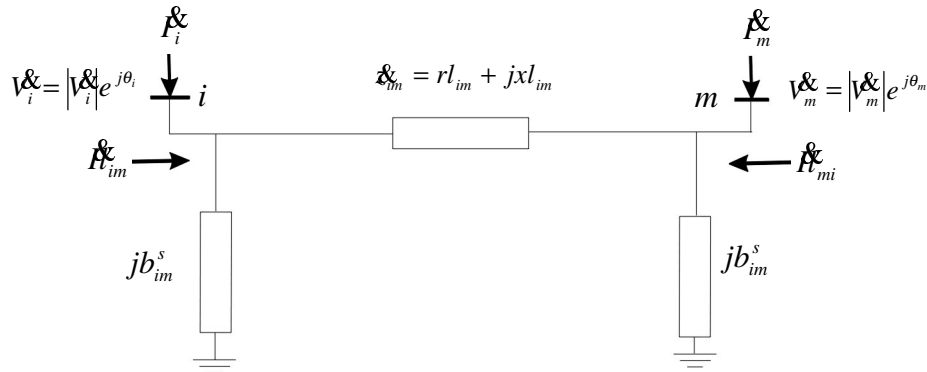


Figura 2.1 Modelo equivalente  $\pi$  de uma linha de transmissão

A corrente  $\underline{I}_{im}$  (Figura 2.1) que percorre a linha entre as barras  $i$  e  $m$  na direção  $i-m$  é formada por uma componente série e uma componente *shunt*, e pode ser calculada a partir das tensões terminais  $\underline{V}_i$ ,  $\underline{V}_m$  e dos parâmetros do modelo equivalente  $\pi$ .

$$\underline{I}_{im} = \underline{y}_{im} \cdot (\underline{V}_i - \underline{V}_m) + j \cdot b_{im}^s \cdot \underline{V}_i \quad (2.3)$$

onde

$\underline{I}_{im}$ : corrente total que percorre elemento entre as barras  $i$  e  $m$ , na direção  $i-m$ .

Analogamente, a corrente  $\underline{I}_{mi}$  é dada por:

$$\underline{I}_{mi} = \underline{y}_{im} \cdot (\underline{V}_m - \underline{V}_i) + j \cdot b_{im}^s \cdot \underline{V}_m \quad (2.4)$$

onde

$\underline{I}_{mi}$ : corrente total que percorre elemento entre as barras  $i$  e  $m$ , na direção  $m-i$ .

Os fluxos de potência complexa  $\underline{S}_{im}$  e  $\underline{S}_{mi}$  correspondentes são:

$$\underline{S}_{im} = Pl_{im} + j \cdot Ql_{im} = \underline{V}_i \cdot \underline{I}_{im}^* = \underline{V}_i \underline{y}_{im} \cdot (\underline{V}_i - \underline{V}_m) + j \cdot b_{im}^s \cdot \underline{V}_i^* \quad (2.5)$$

$$\underline{S}_{mi} = Pl_{mi} + j \cdot Ql_{mi} = \underline{V}_m \cdot \underline{I}_{mi}^* = \underline{V}_m \underline{y}_{im} \cdot (\underline{V}_m - \underline{V}_i) + j \cdot b_{im}^s \cdot \underline{V}_m^* \quad (2.6)$$

onde

$\underline{S}_{im}$ ,  $\underline{S}_{mi}$ : fluxo de potência complexa que percorre a linha, na direção  $i-m$  e  $m-i$ ;

$Pl_{im}$ ,  $Pl_{mi}$ : fluxo de potência ativa que percorre a linha, na direção  $i-m$  e  $m-i$ ;

$Ql_{im}$ ,  $Ql_{mi}$ : fluxo de potência reativa que percorre a linha, na direção  $i-m$  e  $m-i$ .

As perdas ativas e reativas nos elementos entre as barras  $i$  e  $m$  são dadas por:

$$\mathcal{S}_{perda_{im}} = P_{perda_{im}} + jQ_{perda_{im}} = \mathcal{S}_{im} + \mathcal{S}_{mi} \quad (2.7)$$

O vetor composto de perdas ativas e reativas em cada linha e transformador da rede é, portanto,

$$\mathcal{S}_{perda} = \mathcal{S}_{im} + \mathcal{S}_{mi} \quad (2.8)$$

onde

$\mathcal{S}_{perda}$ : vetor de perdas ativas e reativas de dimensão  $(nl \times 1)$ ;

$\mathcal{S}_{im}, \mathcal{S}_{mi}$ : vetor de fluxo de potência complexa que percorre a linha, na direção  $i - m$  e  $m - i$  de dimensão  $(nl \times 1)$ .

A perda total do sistema,  $\mathcal{S}_{perda}$  é obtida somando-se as perdas de cada um dos  $nl$  elementos de  $\mathcal{S}_{perda}$  :

$$\mathcal{S}_{perda}^{tot} = \sum_{i=1}^{nl} \mathcal{S}_{perda}_i \quad (2.9)$$

E, a perda ativa total do sistema,  $L$ , é obtida da parte real da equação (2.9).

$$L = \text{real}(\mathcal{S}_{perda}^{tot}) \quad (2.10)$$

### 2.3 Métodos para Mercado Pool

Para o mercado *pool*, existem vários métodos disponíveis para se alocar as perdas entre as cargas e os geradores. A seguir é apresentada a formulação matemática de algumas das mais importantes metodologias citadas na literatura. Algumas delas estão descritas no trabalho de CONEJO, ARROYO e ALGUACIL (2002) e SALGADO, MOYANO e MEDEIROS (2003).

Em CONEJO, ARROYO e ALGUACIL (2002), os métodos são classificados em alguns tipos básicos: pro-rata, que ignora a rede e simplesmente aloca a perdas proporcionalmente aos valores gerados e consumidos por barra; procedimento de divisão proporcional ao uso da rede; metodologias baseadas em teoria de circuitos, alocação marginal e variações incrementais.

### **2.3.1 Procedimento de Divisão Proporcional ao Uso da Rede**

Os procedimentos baseados na divisão proporcional ao uso da rede partem de um caso base de Fluxo de Potência que é utilizado para determinar os fluxos nas linhas impostos pela geração e carga. Os trabalhos de MACQUEEN e IRVING (1996) e BIALEK (1996) se encaixam dentro desta categoria.

Em MACQUEEN e IRVING (1996), o método de alocação utiliza um grafo orientado da rede e resultados do fluxo de potência para se estabelecer as perdas em cada linha e transformador até o consumidor final. As perdas de fluxos que chegam a um dado vértice são atribuídas a este vértice, para serem posteriormente distribuídas pelos fluxos que saem do mesmo vértice através de fórmula que as aloca ou eqüitativamente, ou baseado na demanda ou no quadrado da demanda das partes envolvidas.

O trabalho de BIALEK (1996) propõe um método em que se obtém o impacto de cada gerador sobre os fluxos das linhas supondo, para tanto, que os fluxos sejam divididos proporcionalmente às potências injetadas em cada nó. Conhecendo-se quanto de potência para cada linha é devido a cada gerador, é possível calcular as perdas devidas a cada carga e geração. Este método aloca sempre valores positivos, fazendo com que não haja subsídios cruzados entre os agentes do mercado.

As limitações destes métodos são que: as perdas dependem da escolha da barra de folga; são puramente topológicos, o que pode levar a resultados aproximados, e; o valor associado à perda é sempre positivo, quando se sabe que as mesmas podem ser positivas ou negativas, isto é, um participante pode provocar um despacho que aumenta ou diminui as perdas totais na rede.

Devido a tantas limitações enumeradas, essas metodologias não foram selecionadas para implementação computacional e análise.

### **2.3.2 Métodos Baseados na Teoria de Circuitos**

### 2.3.2.1 Método Z-Bus

Entre as metodologias baseadas na Teoria de Circuitos pode-se citar a descrita no trabalho de CONEJO, GALIANA e KOCKAR (2001) que apresenta um procedimento para alocação de perdas entre geradores e cargas a partir da matriz de impedância de barra,  $\mathbf{Z}$ . Uma característica importante deste método é que o mesmo explora injeção de corrente ao invés de injeção de potência e utiliza todas as equações da rede sem aproximações. Para tanto, considera-se que a perda total de um sistema é dada pela soma das injeções de potência ativa nas barras:

$$L = \text{real}\left\{\sum_{i=1}^n V_i \cdot I_i\right\} \quad (2.11)$$

onde

$n$ : número de barras.

Esta equação de perdas pode ser expressa em função da matriz  $\mathbf{Z}$ :

$$L = \text{real}\left\{\sum_{i=1}^n I_i \left(\sum_{j=1}^n Z_{ij} \cdot I_j\right)\right\} \quad (2.12)$$

A idéia básica deste método é separar a equação (2.12) em uma soma de duas parcelas, uma devida a matriz de resistência  $\mathbf{R}$  e outra devido a matriz de reatância  $\mathbf{X}$ , lembrando que sendo  $\mathbf{Z} = \mathbf{R} + j \cdot \mathbf{X}$ . Então:

$$L = \text{real}\left\{\sum_{i=1}^n I_i \left(\sum_{j=1}^n R_{ij} \cdot I_j\right) + \left\{\sum_{i=1}^n I_i \left(\sum_{j=1}^n j \cdot X_{ij} \cdot I_j\right)\right\}\right\} \quad (2.13)$$

sendo que  $R_{ij}$  e  $X_{ij}$  são elementos de  $\mathbf{R}$  e  $\mathbf{X}$ .

No referido trabalho, demonstra-se que a segunda parcela de (2.13) é igual a zero caso a matriz  $\mathbf{Z}$  seja simétrica, ou seja, quando transformadores defasadores não existem no sistema. Nesse caso, portanto, as perdas podem ser expressas unicamente em termos das injeções de correntes complexas e da matriz  $\mathbf{R}$ :

$$L = \text{real}\left\{\sum_{i=1}^n I_i \left(\sum_{j=1}^n R_{ij} \cdot I_j\right)\right\} \quad (2.14)$$

Analisando-se a equação (2.14), observa-se uma separação natural das perdas do sistema entre as barras da rede. Reescrevendo-a na forma matricial tem-se:

$$\mathbf{L}_z = \text{real}\{\text{diag}(\mathbf{P}) \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{I}\} \quad (2.15)$$

onde  $\mathbf{L}_z$  é um vetor de dimensão  $(n \times 1)$  de perda total por barra.

A perda total do sistema é obtida somando-se os elementos de  $L_z$ , o que fornece resultado idêntico ao obtido pela equação (2.10).

Posteriormente, os valores de perdas calculados por barra são proporcionalmente alocados para geradores e carga de cada barra. O método é exato, simples, de fácil implementação e as perdas podem assumir valores negativos. A arbitrariedade deste método está na desagregação intuitiva da fórmula de perdas em um número de parcelas igual ao número de barras do sistema.

Devido a estas qualidades descritas, esse método foi selecionado para implementação computacional.

Como mencionado, esse método aloca as perdas entre todas as barras, tanto de geração quanto de carga. A fim de se discriminar a alocação só para barras de geração ou só para barras de carga, MEDEIROS e SALGADO (2004) baseiam-se nesse método da matriz Z-Bus para discriminar essas alocações modificando a matriz de admitância nodal conforme o interesse.

### 2.3.2.2 Alocação de Perdas proposta em MAE/ONS (2001)

Nesta metodologia a alocação de perdas por barra se baseia na definição de fatores de ajuste, calculados tanto para a carga quanto para a geração. Neste método, é creditado a cada gerador e debitado de cada consumidor, não o volume de potência medido na barra, mas esse volume multiplicado pelo fator de ajuste da barra. Os fatores de ajuste são determinados de modo a dividir as perdas entre o conjunto dos geradores e o conjunto dos consumidores na proporção de 50%. O procedimento parte dos valores de perdas calculados pelo fluxo de carga DC, expressas como uma função quadrática das injeções de potência,  $\mathbf{P}$ . Linearizando-

se essa expressão em torno de um ponto de operação  $\mathbf{P}_0$  conhecido consegue-se um rateio das perdas entre as barras.

### a) Modelagem Linear para Perdas

Quando não se dispõe de um caso de fluxo de potência convergido, pode-se estimar as perdas utilizando o modelo linear de solução de fluxo de potência, onde a perda total é uma função quadrática das injeções de potência representadas pela seguinte equação:

$$PERDAS_{Total}^{DC} = \sum_{L=1}^{nl} PERDAS_L^{DC} = \sum_{L=1}^{nl} R_L F_L^2 = \mathbf{F}^t \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{F} \quad (2.16)$$

onde

$\mathbf{R}$  : matriz diagonal de resistências das linhas de dimensão (nl x nl )

$\mathbf{F}$  : Vetor de fluxo nas linhas de dimensão (nl x 1)

Para um sistema com  $n$  barras, o fluxo de potência DC pode ser equacionado da seguinte forma matricial MONTICELLI (1983):

$$\mathbf{F} = \mathbf{X}^{-1} \cdot \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}^{-1} \cdot \mathbf{P} = \boldsymbol{\beta} \cdot \mathbf{P} \quad (2.17)$$

onde

$\mathbf{P}$  : vetor de potência ativa injetada nas barras de dimensão (  $n \times 1$  )

$\mathbf{X}^{-1}$  : matriz diagonal de susceptância das linhas de dimensão (nl x nl)

$\mathbf{A}$  : matriz de conectividade de dimensão ( nl x n)

$\mathbf{B}$  : parte imaginária de  $\mathbf{Y}$  que representa a matriz de susceptância de barra (n x n), com zeros na linha e coluna da barra de referência (n x n)

$\boldsymbol{\beta}$  : matriz de sensibilidade dos fluxos das linhas de dimensão (nl x n).

Para se ter uma expressão linear de Perdas<sup>DC</sup> em função de  $\mathbf{P}$ , lineariza-se a função de perdas em torno de um ponto de operação  $\mathbf{P}_0$ .

$$PERDAS_{Total}^{DC}(\mathbf{P}) = PERDAS_{Total}^{DC}(\mathbf{P}_0) + \left. \frac{\partial PERDAS_{Total}^{DC}}{\partial \mathbf{P}} \right|_{\mathbf{P}_0} [\mathbf{P} - \mathbf{P}_0] \quad (2.18)$$

onde

$$\frac{PERDAS_{Total}^{DC}}{\partial \mathbf{P}} = \frac{PERDAS_{Total}^{DC}}{\partial \mathbf{F}} \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{P}} = 2\mathbf{F}^t \mathbf{R} \boldsymbol{\beta} \quad (2.19)$$

Substituindo (2.19) em (2.18) tem-se:

$$PERDAS_{Total}^{DC}(\mathbf{P}) = PERDAS_{Total}^{DC}(\mathbf{P}_0) + 2\mathbf{F}_0^t \mathbf{R} \beta [\mathbf{P} - \mathbf{P}_0] \quad (2.20)$$

onde

$\mathbf{F}_0$  : vetor de fluxos nos circuitos no ponto de operação  $\mathbf{P}_0$  ( $n/ \times 1$ )

Mas,

$$PERDAS_{Total}^{DC}(\mathbf{P}_0) = \mathbf{F}_0^t \mathbf{R} \mathbf{F}_0 = \mathbf{F}_0^t \mathbf{R} \beta \mathbf{P}_0 \quad (2.21)$$

Substituindo (2.21) em (2.20):

$$PERDAS_{Total}^{DC}(\mathbf{P}) = -PERDAS_{Total}^{DC}(\mathbf{P}_0) + 2\mathbf{F}_0^t \mathbf{R} \beta \mathbf{P} \quad (2.22)$$

Definindo:

$$\boldsymbol{\varphi} = 2\mathbf{F}_0^t \mathbf{R} \beta \quad (2.23)$$

Então,

$$PERDAS_{Total}^{DC}(\mathbf{P}) = -PERDAS_{Total}^{DC}(\mathbf{P}_0) + \boldsymbol{\varphi} \mathbf{P} \quad (2.24)$$

sendo que  $\boldsymbol{\varphi}$  é o vetor de fatores de perda da rede em relação à barra de referência ( $1 \times n$ ).

Observando-se a equação (2.24), verifica-se que a derivada das perdas com relação ao vetor de injeções é o próprio vetor  $\boldsymbol{\varphi}$ . O termo  $\varphi_i$  é chamado de fator de perdas da barra  $i$  e pode ser interpretado por:

$$\varphi_i = \frac{\text{Variação na Perda Total}}{\text{Variação na Injeção da Barra } i} \quad (2.25)$$

Deve ser observado ainda que a variação na injeção da barra  $i$  e a respectiva variação nas perdas devem ser compensadas na barra de referência. Por esse motivo,  $\boldsymbol{\varphi}$  é referido com o vetor de fatores de perdas em relação à barra de referência. Assim, uma variação na injeção da barra de referência deve ser compensada nela mesma, o que implica em um fator de perdas igual a zero, ou seja, o gerador desta barra não pagaria pelas perdas.

Este problema é resolvido dividindo-se as perdas calculadas pelo fator de perdas da equação (2.23) proporcionalmente ao montante de injeção de potência

de cada barra de geração e carga e ainda na proporção de 50% para geração e 50% para carga.

O inconveniente de se calcular as perdas a partir desses fatores de ajuste é que elas não estão incorporadas ao sistema, isto é, não foram supridas pelos geradores, pois se trata de um modelo linear. Assim, alternativamente, a metodologia acima pode ser adaptada a um modelo não-linear a seguir descrito.

## b) Modelagem Não Linear para Perdas

Utilizando-se um Fluxo de Carga não linear para a obtenção das perdas totais, segue-se o seguinte algoritmo:

**Passo 1:** Com os valores medidos, executar um Fluxo de Potência não linear, determinar as perdas ativas em cada linha e as perdas totais.

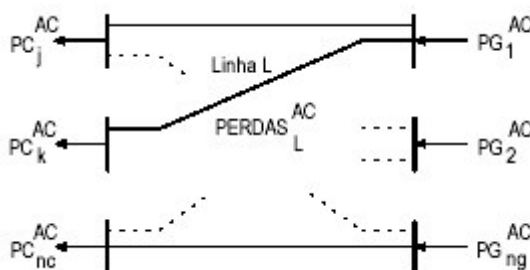


Figura 2.2: Fluxo de Carga não linear

**Passo 2:** De posse das perdas em cada linha, passar para o modelo linear adicionando uma carga fictícia no valor da metade das perdas de cada linha, na extremidade de cada linha:

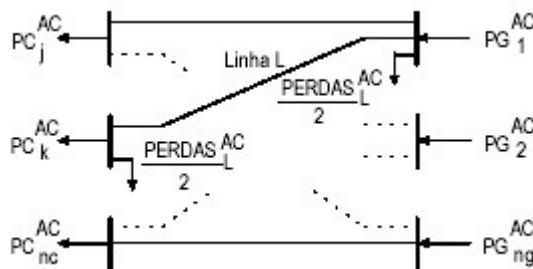


Figura 2.3: Fluxo de Carga Linear com cargas fictícias que representa as perdas de transmissão

O novo balanço de potência linear passa ser:

$$\mathbf{P}_0^{Novo} = \mathbf{P}_g^{AC} - \mathbf{P}_d^{AC} - \mathbf{P}_{fic}^{AC} \quad (2.26)$$



onde

$\mathbf{P}_0^{Novo}$  : vetor com as injeções de potências

$\mathbf{Pd}^{AC}$  : vetor com as potências consumidas

$\mathbf{Pfic}^{AC}$  : vetor de cargas fictícias que representam as perdas na transmissão

**Passo 3:** Uma vez que as injeções se alteram, um novo vetor de fluxo de potência,  $\mathbf{F}_0^{Novo}$ , deve ser calculado através (2.17).

A partir desse ponto, repetem-se as operações realizadas para se calcular os fatores de ajustes para modelo linear. A diferença da formulação anterior é que a alocação de perdas foi realizada em um sistema cuja geração supriu efetivamente as perdas.

Esse método tem a característica de que as perdas alocadas dependem dos valores das injeções de potência por barra, ou seja, os resultados se aproximam do método pro-rata, que é um método consagrado e bem aceito pela indústria, é fácil de implementar e, segundo a literatura, é sensível à localização geográfica das barras na rede elétrica. Por isso, o mesmo foi selecionado para ter seus resultados confrontados com as demais metodologias.

### 2.3.2.3 Método Sucinto proposto por FANG e NGAN (2002)

A Figura 2.4 mostra uma rede de energia, na qual a condição de operação do sistema está representada pela energia ativa e reativa injetada nos nós da rede e cuja topologia está representada por uma matriz admitância apropriada. Do fluxo de carga da equação (2.27), a relação não-linear entre todas as tensões nodais e todas as potências injetadas pode ser identificada:

$$\left. \begin{aligned} P_{Gi} - P_{Li} &= \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot (G_{ij} \cdot \cos \delta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \delta_{ij}) \\ Q_{Gi} - Q_{Li} &= \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot (G_{ij} \cdot \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \delta_{ij}) \end{aligned} \right\} \quad (2.27)$$

$i = 1, 2, K, n$

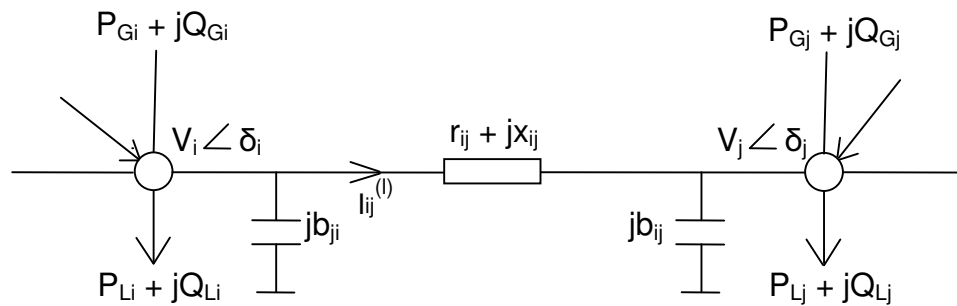


Figura 2.4: Ramo de um sistema de energia

Depois do cálculo do fluxo de carga padrão, a amplitude  $|V_i^0|$  e ângulo de fase  $\delta_i$  de todas as tensões nodais são obtidos. A relação não-linear entre as tensões nodais e as potências nodais injetadas não é uma preocupação para o cálculo das perdas da rede desde que se tome a tensão nodal como uma variável independente da potência nodal injetada. De acordo com a teoria de circuitos:

$$\mathbf{P} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} \quad (2.28)$$

A tensão nodal  $\mathbf{V}$  pode ser escrita como:

$$\mathbf{V} = \mathbf{Z} \cdot \mathbf{P} \quad (2.29)$$

onde  $\mathbf{Z} = \mathbf{Y}^{-1}$  é a matriz impedância da rede. Da equação (2.29), para cada tensão nodal, tem-se:

$$V_i^0 = \sum_{k=1}^n Z_{ik} \cdot P_k \quad i = 1, 2, K, n \quad (2.30)$$

A corrente nodal injetada  $I_k$  pode ser expressa como:

$$P_k = [(P_{Gk} - P_{Lk}) - j(Q_{Gk} - Q_{Lk})] / V_k^0 \quad (2.31)$$

$$I_k = S_k / V_k^0 \quad k = 1, 2, K, n \quad (2.32)$$

A corrente que flui ao longo das impedâncias série  $r_{ij} + jx_{ij}$  pode ser escrita como:

$$I_{ij}^{(l)} = \frac{V_i^0 - V_j^0}{r_{ij} + jx_{ij}} = I_{ij} \cdot \sum_{k=1}^n (Z_{ik} - Z_{jk}) \cdot P_k \quad (2.33)$$

onde

$$\mathcal{X}_{ij} = \frac{r_{ij} - jx_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (2.34)$$

Assim, as perdas série no ramo  $l$  podem ser obtidas por:

$$\Delta P^{(l)} - j\Delta Q^{(l)} = (\mathcal{V}_i^* - \mathcal{V}_j^*) \cdot \mathcal{X}_{ij} \quad (2.35)$$

$$\Delta P^{(l)} - j\Delta Q^{(l)} = \sum_{k=1}^N \mathcal{X}_{ij} \cdot (\mathcal{Z}_{ik} - \mathcal{Z}_{jk}) \cdot \left( \frac{\mathcal{V}_i^* - \mathcal{V}_j^*}{\mathcal{V}_k} \right)^* \cdot \mathcal{S}_k \quad (2.36)$$

tomando:

$$a_{lk} + jb_{lk} = \mathcal{X}_{ij} \cdot (\mathcal{Z}_{ik} - \mathcal{Z}_{jk}) \quad (2.37)$$

$$c_{lk} + jd_{lk} = (\mathcal{V}_i^* - \mathcal{V}_j^*)^* / \mathcal{V}_k^* \quad (2.38)$$

O coeficiente  $(c_{lk} + jd_{lk})$  depende das condições operacionais, enquanto o coeficiente  $(a_{lk} + jb_{lk})$  é independente das condições operacionais e pode ser determinado pelos parâmetros e topologia da rede. As perdas ativas do ramo  $l$  podem ser expressas por uma potência nodal injetada:

$$\Delta P^{(l)} = \text{real} \left[ \sum_{k=1}^n (a_{lk} + jb_{lk}) \cdot (c_{lk} + jd_{lk}) \cdot (P_k - jQ_k) \right] \quad (2.39)$$

$$\Delta P^{(l)} = \sum_{k=1}^n [e_{lk} \cdot P_k + f_{lk} \cdot Q_k] \quad (2.40)$$

$$\Delta P^{(l)} = \sum_{k=1}^n [e_{lk} \cdot (P_{Gk} - P_{Lk}) + f_{lk} \cdot (Q_{Gk} - Q_{Lk})] \quad (2.41)$$

onde

$$e_{lk} = a_{lk} \cdot c_{lk} - b_{lk} \cdot d_{lk} \quad (2.42)$$

$$f_{lk} = a_{lk} \cdot d_{lk} + b_{lk} \cdot c_{lk} \quad (2.43)$$

A equação 2.41 é utilizada para alocar as perdas série,  $\Delta P^{(l)}$ , no ramo  $l$  entre todas as barras, ou seja, todos os geradores e consumidores. Daqui, as perdas totais variáveis de um sistema de energia podem ser obtidas somando as perdas série de todos os  $nl$  ramos:

$$\Delta P = \sum_{l=1}^{nl} \sum_{k=1}^N [e_{lk} \cdot (P_{Gk} - P_{Lk}) + f_{lk} \cdot (Q_{Gk} - Q_{Lk})] \quad (2.44)$$

$$\Delta P = \sum_{k=1}^N [\alpha_k \cdot (P_{Gk} - P_{Lk}) + \beta_k \cdot (Q_{Gk} - Q_{Lk})] \quad (2.45)$$

onde

$$\alpha_k = \sum_{l=1}^n e_{lk} \quad (2.46)$$

$$\beta_k = \sum_{l=1}^n f_{lk} \quad (2.47)$$

Os coeficientes  $\alpha_k$  e  $\beta_k$  são fatores variáveis para alocação das perdas para o participante do nó  $k$ .

Como se pode perceber da equação (2.33), as perdas foram calculadas considerando-se apenas as impedâncias série dos ramos. Essas perdas foram denominadas pelos autores de parcela variável. A parcela restante, denominada de invariável é alocada proporcionalmente aos valores de perdas variáveis calculadas pelo método em questão.

Da derivação acima, o método de alocação pode ser realizado imediatamente, a partir de simples substituições de fórmulas, sendo por isso selecionado para implementação computacional e posterior análise.

### 2.3.3 Alocação Marginal

Os métodos de alocação marginal fazem uso da derivada parcial da perda em relação à injeção de potência na barra, ou seja, a chamada Perda Incremental de Transmissão ( $ITL$ ), obtida de um fluxo de potência convergido. Em MUTALE, STRBAC e JENKINS (2000), foi definido que os coeficientes  $ITL_{P_i}$  e  $ITL_{Q_i}$  medem o incremento nas perdas ativas totais ( $L$ ) devido à injeção de Potência Ativa e Reativa, respectivamente, em cada barra  $i$  da rede.

Por definição, a Perda Incremental de Transmissão é:

$$ITL_P = \frac{\partial L}{\partial P} \quad ITL_Q = \frac{\partial L}{\partial Q} \quad (2.48)$$

Definindo  $ITL$  em uma matriz:

$$\mathbf{ITL} = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \mathbf{P}} \\ \frac{\partial L}{\partial \mathbf{Q}} \end{bmatrix}_{2N \times 1} \quad (2.49)$$

Aplicando a regra da cadeia, e seguindo um sistema geral de equações lineares, podem ser calculados os  $ITLs$  :

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \Lambda & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1} & \Lambda & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} \\ M & & & & M & & & \\ \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & \Lambda & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_n} & \Lambda & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} \\ \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \frac{\partial P_2}{\partial V_1} & \Lambda & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_1} & \Lambda & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} \\ M & & & & M & & & \\ \frac{\partial P_1}{\partial V_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} & \Lambda & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} & \Lambda & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial P_1} \\ M \\ \frac{\partial L}{\partial P_n} \\ \frac{\partial L}{\partial Q_1} \\ M \\ \frac{\partial L}{\partial Q_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \theta_1} \\ M \\ \frac{\partial L}{\partial \theta_n} \\ \frac{\partial L}{\partial V_1} \\ M \\ \frac{\partial L}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

A equação (2.50) pode ser escrita em uma forma mais compacta como segue:

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{ITL} = \mathbf{b} \quad (2.51)$$

A matriz  $A$ , de dimensão  $(2n \times 2n)$ , é a transposta do Jacobiano no Fluxo de Carga via Newton-Raphson e pode ser calculada utilizando-se os resultados do fluxo de carga para um dado ponto de operação do sistema.

O vetor  $ITL$ , de dimensão  $(2n \times 1)$ , representa a Perda Incremental de Transmissão e o vetor  $b$ , de dimensão  $(2n \times 1)$ , representa a sensibilidade das perdas totais com relação à tensão e ângulo.

O cálculo do vetor  $b$ , utilizando a forma polar para representação do fasor tensão, não é uma tarefa trivial ELGERD (1984). A fim de se contornar essa dificuldade, foi utilizada a representação do fasor tensão na forma retangular, o que tornou o cálculo de  $b$  uma tarefa mais simples.

Assim, enfatiza-se que ao se trabalhar na forma retangular, facilmente obtém-se a matriz  $A$  e o vetor  $b$  da equação (2.51), necessários para cálculo de  $ITL$ , sendo que a dedução de  $ITL$  dessa maneira caracteriza-se como uma contribuição desse trabalho.

### 2.3.3.1 Equações de Balanço de Potência Ativa e Reativa na Forma Retangular

Alternativamente à representação dos fasores de tensão na forma polar, os mesmos podem ser representados na forma retangular. As equações de balanço de potência ativa e reativa, utilizando essa representação retangular, são a seguir descritas, segundo FERNANDES (2004). Primeiramente, considera-se o fasor tensão representado como:

$$\mathbf{V}_i^{\&} = e_i + j \cdot f_i \quad i = 1, K, n \quad (2.52)$$

onde

$e_i$ : parte real da tensão  $\mathbf{V}_i^{\&}$ ;

$f_i$ : parte imaginária da tensão  $\mathbf{V}_i^{\&}$ .

Considerando que:

$$\mathbf{P} = \mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \text{real}[\mathbf{V}^{\&} \cdot (\mathbf{Y}^{\&} \cdot \mathbf{V}^{\&})^*] \quad (2.53)$$

$$\mathbf{Q} = \mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \text{imag}[\mathbf{V}^{\&} \cdot (\mathbf{Y}^{\&} \cdot \mathbf{V}^{\&})^*] \quad (2.54)$$

onde

$\mathbf{P}$ : vetor de injeção de potência ativa de dimensão  $(n \times 1)$ ;

$\mathbf{Q}$ : vetor de injeção de potência reativa de dimensão  $(n \times 1)$ ;

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

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

$\mathbf{Pd}$ : vetor de carga de potência ativa de dimensão  $(n \times 1)$ ;

$\mathbf{Qd}$ : vetor de carga de potência reativa de dimensão  $(n \times 1)$ ;

$\mathbf{V}^{\&}$ : o fasor de tensão de dimensão  $(n \times 1)$ ;

$\mathbf{Y}^{\&}$ : matriz de admitância de barra com dimensão  $(n \times n)$ ;

Substituindo-se nas equações (2.53) e (2.54) a representação na forma retangular (2.20), obtém-se:

$$\mathbf{P} = \text{diag}(\mathbf{e}) [\mathbf{G} \cdot \mathbf{e} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}] + \text{diag}(\mathbf{f}) \cdot [\mathbf{B} \cdot \mathbf{e} + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}] \quad (2.55)$$

$$\mathbf{Q} = \text{diag}(\mathbf{f}) [\mathbf{G} \cdot \mathbf{e} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}] - \text{diag}(\mathbf{e}) \cdot [\mathbf{B} \cdot \mathbf{e} + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}] \quad (2.56)$$

onde

$$\mathbf{e} = \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ M \\ \vdots \\ e_{nb} \end{bmatrix} : \text{vetor de dimensão } (n \times 1) \text{ contendo a parte real da tensão;}$$

$$\mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ \vdots \\ M \\ \vdots \\ f_{nb} \end{bmatrix} : \text{vetor de dimensão } (n \times 1) \text{ contendo a parte imaginária da tensão;}$$

$\mathbf{G}$ : parte real de  $\mathbf{Y}$ , ou seja, matriz de condutância de barra com dimensão  $(n \times n)$ ;

$\mathbf{B}$ : parte imaginária de  $\mathbf{Y}$ , ou seja, matriz de susceptância de barra com dimensão  $(n \times n)$ ;

As equações (2.55) e (2.56) podem ser expressas, de forma compacta, em função de um vetor  $\mathbf{x}$ , cujos elementos são as componentes real e imaginária das tensões de barra:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ M \\ \vdots \\ e_n \\ f_1 \\ \vdots \\ M \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

O vetor  $\mathbf{x}$  possui dimensão  $(2n \times 1)$ .

Para a obtenção dos vetores  $\mathbf{e}$  e  $\mathbf{f}$  a partir de  $\mathbf{x}$  utilizam-se as seguintes matrizes:

$$\mathbf{\Gamma}_e = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{\Gamma} & \mathbf{N} & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

e

$$\mathbf{\Gamma}_f = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{N} & \mathbf{\Gamma} & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

Sendo que

$$\Gamma = \begin{bmatrix} 1 & & & \\ & 1 & & \\ & & 0 & \\ & & & 1 \end{bmatrix} \quad (2.60)$$

ou seja,

$\Gamma$ : matriz nula de dimensão  $(n \times n)$  composta por uma diagonal de valores unitários;

$\mathbf{N}$  : matriz nula de dimensão  $(n \times n)$ ;

$\Gamma_e$  : matriz de dimensão  $(n \times 2n)$  composta pela justaposição da matriz  $\Gamma$  e da matriz  $\mathbf{N}$  de modo que o vetor formado pelas partes reais das tensões das barras,  $\mathbf{e}$ , possa ser obtido por:

$$\mathbf{e} = \Gamma_e \cdot \mathbf{x} \quad (2.61)$$

$\Gamma_f$  : de dimensão  $(n \times 2n)$  composta pela justaposição da matriz  $\Gamma$  e da matriz de  $\mathbf{N}$  de modo que o vetor formado pelas partes imaginárias das tensões das barras,  $\mathbf{f}$ , possa ser obtido por:

$$\mathbf{f} = \Gamma_f \cdot \mathbf{x} \quad (2.62)$$

Utilizando-se as matrizes descritas anteriormente, podem-se representar as equações (2.55) e (2.56) em função das variáveis  $\mathbf{Pg}$ ,  $\mathbf{Qg}$  e  $\mathbf{x}$ .

Equações de balanço de potência ativa:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \{ \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \begin{bmatrix} \mathbf{G} & -\mathbf{B} \end{bmatrix} + \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \begin{bmatrix} \mathbf{B} & \mathbf{G} \end{bmatrix} \} \cdot \mathbf{x} \quad (2.63)$$

Equações de balanço de potência reativa:

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \{ \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \begin{bmatrix} \mathbf{G} & -\mathbf{B} \end{bmatrix} + \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \begin{bmatrix} \mathbf{B} & \mathbf{G} \end{bmatrix} \} \cdot \mathbf{x} \quad (2.64)$$

As equações (2.55) e (2.56) são equivalentes às equações (2.63) e (2.64), as quais podem ser representadas simplesmente como:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \mathbf{P}(\mathbf{x}) \quad (2.65)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \mathbf{Q}(\mathbf{x}) \quad (2.66)$$



### 2.3.3.2 Definição da Sensibilidade das Perdas Totais em Relação à Tensão em cada Barra (obtenção do vetor $b$ )

Uma vez descrita a representação na forma retangular do fasor tensão, a mesma pode ser utilizada para obtenção do vetor  $b$  da equação (2.51), ou seja, sensibilidade das perdas totais em relação à tensão em cada barra. Para tanto, será utilizada a equação (2.15) que representa as perdas ativas totais do sistema,  $L$  e que pode ser reescrita na forma matricial como:

$$L = \text{real}\{(\mathbf{V})^t \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{V}\} \quad (2.67)$$

Da Teoria de Circuitos, sabe-se que:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} \quad (2.68)$$

Substituindo a equação (2.68) em (2.67), temos:

$$L = \text{real}\{(\mathbf{V}^*)^t \cdot (\mathbf{Y}^*)^t \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{Y} \cdot \mathbf{V}\} \quad (2.69)$$

sendo que o fasor tensão  $\mathbf{V}$  e seu conjugado, é obtido da forma retangular,  $\mathbf{x}$ , da seguinte maneira:

$$\mathbf{V} = \mathbf{w}_1 \cdot \mathbf{x} \quad (2.70)$$

e

$$\mathbf{V}^* = \mathbf{w}_2 \cdot \mathbf{x} \quad (2.71)$$

onde

$$\mathbf{w}_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \Lambda & 0 & j & 0 & \Lambda & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & j & 0 & 0 \\ M & 0 & 0 & M & M & 0 & 0 & M \\ 0 & 0 & \Lambda & 1 & 0 & 0 & \Lambda & j \end{bmatrix} \quad (2.72)$$

e

$$\mathbf{w}_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \Lambda & 0 & -j & 0 & \Lambda & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -j & 0 & 0 \\ M & 0 & 0 & M & M & 0 & 0 & M \\ 0 & 0 & \Lambda & 1 & 0 & 0 & \Lambda & -j \end{bmatrix} \quad (2.73)$$

As matrizes  $\mathbf{w}_1$  e  $\mathbf{w}_2$  possuem dimensão  $(n \times 2n)$ .

Substituindo as equações (2.70) e (2.71) em (2.69), temos:

$$L = \text{real}\left\{(\mathbf{w}_2 \cdot \mathbf{x})^t \cdot (\mathbf{Y}^*)^t \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{Y} \cdot \mathbf{w}_1 \cdot \mathbf{x}\right\} \quad (2.74)$$

manipulando,

$$L = \text{real}\left\{\mathbf{x}^t \cdot \mathbf{w}_2^t \cdot (\mathbf{Y}^*)^t \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{Y} \cdot \mathbf{w}_1 \cdot \mathbf{x}\right\} \quad (2.75)$$

Definindo  $\boldsymbol{\eta}$  como:

$$\boldsymbol{\eta} = \mathbf{w}_2^t \cdot (\mathbf{Y}^*)^t \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{Y} \cdot \mathbf{w}_1 \quad (2.76)$$

Então temos as perdas ativas totais, em função dos vetores  $\mathbf{x}$  e  $\boldsymbol{\eta}$ :

$$L = \text{real}\left\{\mathbf{x}^t \cdot \boldsymbol{\eta} \cdot \mathbf{x}\right\} \quad (2.77)$$

Assim, define-se o vetor  $\mathbf{b}$  por:

$$\mathbf{b} = \frac{\partial L}{\partial \mathbf{x}} = \text{real}\left\{2 \cdot \boldsymbol{\eta} \cdot \mathbf{x}\right\} \quad (2.78)$$

Este vetor  $\mathbf{b}$  representa a sensibilidade das perdas totais em relação ao ângulo e a tensão em cada barra.

### 2.3.3.3 Definição da Matriz Jacobiana Transposta $[\mathbf{JP}_x^T \ \mathbf{JQ}_x^T]$

A matriz ( $\mathbf{A}$ ), da equação (2.51), foi definida anteriormente como a Matriz Jacobiana Transposta de um fluxo de carga convencional. Utilizando-se a representação do fluxo de potência na forma retangular, as derivadas de potência ativa e reativa, agora em relação à tensão  $\mathbf{x}$ , passam a ser designadas de  $\mathbf{JP}_x$  e  $\mathbf{JQ}_x$ :

$$\mathbf{A} = [\mathbf{JP}_x^T \ \mathbf{JQ}_x^T]_{2n \times 2n} \quad (2.79)$$

onde

$$\mathbf{JP}_x = \frac{\partial \mathbf{P}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \quad (2.80)$$

e

$$\mathbf{JQ}_x = \frac{\partial \mathbf{Q}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \quad (2.81)$$

Substituindo-se a equação (2.63) em (2.80), tem-se:

$$\mathbf{JP}_x = \frac{\partial \{ \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] + \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \} \cdot \mathbf{x}}{\partial \mathbf{x}} \quad (2.82)$$

Separando a equação (2.82) em duas partes:

$$\mathbf{JP}_x = \frac{\partial \{ \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] \} \cdot \mathbf{x}}{\partial \mathbf{x}} + \frac{\partial \{ \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \} \cdot \mathbf{x}}{\partial \mathbf{x}} \quad (2.83)$$

Desta forma, podemos representar a matriz ( $\mathbf{JP}_x$ ), que é a sensibilidade das potências ativas em relação à tensão em cada barra por:

$$\mathbf{JP}_x = (\Gamma_e) \cdot \text{diag} \{ [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] \cdot \mathbf{x} \} + \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] \\ + (\Gamma_f) \cdot \text{diag} \{ [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \cdot \mathbf{x} \} + \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \quad (2.84)$$

Substituindo-se a equação (2.64) em (2.81), temos:

$$\mathbf{JQ}_x = \frac{\partial \{ \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] + \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \} \cdot \mathbf{x}}{\partial \mathbf{x}} \quad (2.85)$$

Separando a equação (2.85) em duas partes:

$$\mathbf{JQ}_x = \frac{\partial \{ \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] \} \cdot \mathbf{x}}{\partial \mathbf{x}} + \frac{\partial \{ \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \} \cdot \mathbf{x}}{\partial \mathbf{x}} \quad (2.86)$$

Então temos a matriz ( $\mathbf{JQ}_x$ ), que é a sensibilidade das potências reativas em relação à tensão em cada barra:

$$\mathbf{JQ}_x = (\Gamma_f) \cdot \text{diag} \{ [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] \cdot \mathbf{x} \} + \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] \\ + (\Gamma_e) \cdot \text{diag} \{ [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \cdot \mathbf{x} \} + \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \quad (2.87)$$

Agrupando-se ( $\mathbf{JP}_x$ ) e ( $\mathbf{JQ}_x$ ), tem-se a matriz ( $\mathbf{A}$ ):

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} (\Gamma_e) \cdot \text{diag} \{ [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] \cdot \mathbf{x} \} + \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] + (\Gamma_f) \cdot \text{diag} \{ [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \cdot \mathbf{x} \} + \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \\ (\Gamma_f) \cdot \text{diag} \{ [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] \cdot \mathbf{x} \} + \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{G} \quad -\mathbf{B}] + (\Gamma_e) \cdot \text{diag} \{ [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \cdot \mathbf{x} \} + \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{B} \quad \mathbf{G}] \end{bmatrix} \quad (2.88)$$

#### 2.3.3.4 Definição das Perdas Incrementais de Transmissão (ITL)

Retornando à equação (2.51), temos que:

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{ITL} = \mathbf{b} \quad (2.89)$$

Substituindo-se a equação (2.78) e a equação (2.88) na equação (2.89), tem-se a Perda Incremental na Transmissão:

$$\mathbf{ITL} = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \mathbf{P}} \\ \frac{\partial L}{\partial \mathbf{Q}} \end{bmatrix} = (\mathbf{A})^{-1} \cdot \mathbf{b} \quad (2.90)$$

Assim, computando-se para cada gerador da barra  $i$  o  $ITL_i$ , aloca-se a perda devido ao gerador  $i$ ,  $Lg_i$ , como:

$$Lg_i = Pg_i \frac{\partial L}{\partial Pg_i} = Pg_i \cdot ITL_i \quad (2.91)$$

Computando-se para cada demanda da barra  $j$  o  $ITL_j$ , aloca-se a perda devido à demanda  $j$ ,  $Ld_j$ , como:

$$Ld_j = Pd_j \frac{\partial L}{\partial Pd_j} = -Pd_j \cdot ITL_j \quad (2.92)$$

No entanto, devido às não-linearidades, a soma dessas parcelas alocadas a todas as barras não fecha com as perdas totais do sistema, ou seja,

$$L \neq \sum_{i=1}^{ng} L_{g1} + \sum_{j=1}^{nd} L_{d1} = L' \quad (2.93)$$

onde  $L'$  é a perda (não exata) obtida a partir da soma das parcelas de geração e de carga utilizando-se as equações (2.91) e (2.92), respectivamente.

Desse modo, é necessário um procedimento de normalização a fim de que se aloque exatamente o valor das perdas entre os geradores e cargas, tais como:

$$L = L' \frac{L}{L'} = \left( \sum_{i=1}^{ng} Pg_i \cdot ITL_i - \sum_{j=1}^{nd} Pd_j \cdot ITL_j \right) \cdot \frac{L}{L'} \quad (2.94)$$

onde  $ng$  é o número de barras de geração e  $nd$  é o número de barras de cargas.

Assim, o valor alocado por gerador e demanda passa a ser:

$$Lg'_i = Pg_i \cdot ITL_i \cdot \frac{L}{L'} \quad (2.95)$$

$$Ld'_j = -Pd_j \cdot ITL_j \cdot \frac{L}{L'} \quad (2.96)$$

Neste procedimento, podem ser obtidos valores positivos ou negativos para as perdas, o que evidencia subsídios cruzados (ou seja, mecanismo pelo qual algumas barras recebem benefícios financeiros pelas perdas elétricas).

Esse método é um dos mais tradicionais e antigos propostos na literatura. Devido

a essa tradição e facilidade de implementá-lo, desde que se utilize a representação retangular descrita, esse foi mais um dos métodos selecionados para análise computacional e posterior comparação de resultados.

Ainda baseado nessa idéia de se utilizar relações de sensibilidade, CHANG e LU (2002) propõem a utilização de fatores que alocam as perdas na transmissão para os participantes do mercado baseando-se no fluxo de carga linear.

### **2.3.4 Método Incremental**

Em GALIANA e CONEJO (2002), a alocação das perdas é baseada na mesma sensibilidade das perdas do sistema com relação à potência nodal real dos geradores e cargas. No entanto, essas perdas são calculadas realizando-se integração dos coeficientes incrementais advindas de variações infinitesimais das cargas.

A carga é aumentada desde o valor zero até o valor final através de pequenos passos de integração. Para cada passo de integração, alocam-se as perdas infinitesimais por barra de geração e de carga, baseando-se na idéia da Perda Incremental de Transmissão (ITL). Ao final desse processo de integração somam-se as perdas infinitesimais e se obtém o valor total de perda alocado por barra de geração e de carga.

Um dos inconvenientes dessa técnica é a de que se devem rodar tantos fluxos de carga quantos forem os passos de integração utilizados para se incrementar a carga. Apesar dessa desvantagem, revertida em maiores tempos de computação, metodologias baseadas em variações incrementais são bastante intuitivas e por isso seus valores são bem aceitos. Assim, esse foi mais um dos métodos implementados computacionalmente.

Há ainda, trabalhos que fogem da classificação apresentada, como por exemplo, a metodologia proposta em HSIEH e WANG (2002) e MEDEIROS, SALGADO e ZÜRN (2001) que utilizam o conceito da Teoria de Jogos Cooperativos para determinar a contribuição de cada agente para as perdas do sistema.

Baseados em Teoria de Circuitos existem alguns trabalhos como o de UNSIHUAY e SAAVEDRA (2003) que calculam as perdas a partir do cálculo de tensões induzidas por barras. Essa idéia está bem sedimentada em trabalhos para

alocação de perdas entre usuários de sistemas operando segundo mercados competitivos, tais como em ZOBIAN e ILIC (1997) e FERNANDES (2004).

A fim de se interpretar a formulação matemática contida intrinsecamente no cálculo dessas tensões induzidas nodais, na seqüência, serão descritos os trabalhos de ZOBIAN e ILIC (1997) e FERNANDES (2004), para que se possa formular o Método Proporcional às Injeções de Corrente por Barras. Apesar dessa metodologia em si já ter sido publicado UNSIHUAY e SAAVEDRA (2003), pretende-se, nesse trabalho, interpretá-la e reformulá-la convenientemente.

## **2.5 Método para Alocação de Perdas para Modelos Competitivos**

Existem muitos modelos de alocação de perdas entre usuários pertencentes a modelos competitivos. Alguns deles servem de inspiração para a formulação de métodos aplicáveis a modelos centralizados, ou seja, não competitivos, cujas alocações de perdas se dão entre barras de geração e ou carga ao invés de alocações entre usuários.

O trabalho mais citado na literatura sobre alocação de perdas entre usuários submetidos a mercados competitivos é o de ZOBIAN e ILIC (1997) que alocam fluxos pelas linhas de acordo com a tensão total do sistema e as correntes individualizadas. A partir desses fluxos por usuários e por linhas calculam-se as perdas por usuários de maneira trivial.

Na mesma linha de raciocínio de ZOBIAN e ILIC (1997), FERNANDES (2004) baseia-se na idéia de se estabelecer as alocações de perdas de transmissão de acordo com as injeções de corrente dos usuários (par carga-geração, por exemplo, transações de potência).

Em FERNANDES (2004), partindo-se da constatação que as injeções de potência de cada usuário definem injeções de corrente e criam tensões nas barras do sistema, pode-se associar a cada usuário um conjunto de fontes (geradores) e de dissipadores (cargas). No ponto de operação do sistema, com todos os usuários acoplados à rede, e supondo que se conheça o vetor de injeções de corrente de cada usuário, pode-se obter o vetor das tensões provocadas por cada um nas barras do sistema. Uma vez que a relação entre as tensões e as correntes injetadas nas barras é linear, a tensão total no sistema é igual à soma das tensões criadas

por cada usuário separadamente e a soma das injeções individuais de corrente é igual à injeção total de corrente. Analogamente se observa que, conhecendo-se as tensões criadas por cada usuário nas barras, as correntes injetadas individualmente podem ser obtidas e as tensões e correntes totais são iguais à soma das tensões e correntes individuais.

Essas considerações podem e devem ser aplicadas na consagrada equação de balanço de potência ativa e reativa:

$$\mathbf{S}^{tot} = \text{diag}(\mathbf{V}^{tot}) \cdot (\mathbf{I}^{tot})^* \quad (2.97)$$

$\mathbf{S}^{tot}$  : vetor de injeção de potência aparente com dimensão  $(n \times 1)$ ;

$\mathbf{V}^{tot}$  : vetor de tensão total com dimensão  $(n \times 1)$ ;

$\text{diag}(\mathbf{V}^{tot})$  : representa uma matriz diagonal formada a partir do vetor  $\mathbf{V}^{tot}$  ;

$\mathbf{I}^{tot}$  : vetor de injeção de corrente com dimensão  $(n \times 1)$ .

Associando a cada usuário  $k$  do sistema um vetor de injeções de corrente,  $\mathbf{I}^k$ , e um vetor de tensões,  $\mathbf{V}^k$  e tendo em vista a relação linear entre as tensões e correntes injetadas na rede, pode-se reescrever (2.97) como:

$$\mathbf{S}^{tot} = \text{diag}(\mathbf{V}^1 + \dots + \mathbf{V}^{ntr}) \cdot (\mathbf{I}^1 + \dots + \mathbf{I}^{ntr})^* \quad (2.98)$$

sendo  $ntr$  o número de usuários do sistema.

Desenvolvendo a equação (2.98) obtém-se:

$$\mathbf{S}^{tot} = \text{diag}(\mathbf{V}^1) \cdot (\mathbf{I}^1)^* + \dots + \text{diag}(\mathbf{V}^1) \cdot (\mathbf{I}^{ntr})^* + \dots + \text{diag}(\mathbf{V}^{ntr}) \cdot (\mathbf{I}^1)^* + \dots + \text{diag}(\mathbf{V}^{ntr}) \cdot (\mathbf{I}^{ntr})^* \quad (2.99)$$

Observa-se, na equação (2.99), que o vetor de injeções de potência é o resultado da soma de várias funções não lineares, definidas em termos das correntes e tensões associadas aos usuários do sistema. O vetor de injeção de potência nas barras  $\mathbf{S}^{tot}$  está expresso em função dos vetores  $\mathbf{V}^k$  e  $\mathbf{I}^k$ . Esses vetores podem ser reagrupados, a fim de se estabelecer as potências entre os  $ntr$  usuários, de inúmeras maneiras. Entre tantas, consideram-se as duas seguintes:

$$\mathbf{S}^{tot} = \text{diag}(\mathbf{V}^1 + \dots + \mathbf{V}^{ntr}) \cdot (\mathbf{I}^1)^* + \dots + \text{diag}(\mathbf{V}^1 + \dots + \mathbf{V}^{ntr}) \cdot (\mathbf{I}^{ntr})^* \quad (2.100)$$

ou,

$$\mathbf{S}^{tot} = \text{diag}(\mathbf{V}^1) \cdot (\mathbf{I}^1 + \dots + \mathbf{I}^{ntr})^* + \dots + \text{diag}(\mathbf{V}^{ntr}) \cdot (\mathbf{I}^1 + \dots + \mathbf{I}^{ntr})^* \quad (2.101)$$

Observa-se que a primeira parcela da equação (2.100) está agrupada de acordo com as correntes injetadas pelo primeiro usuário, enquanto que a última parcela está agrupada de acordo com as correntes injetadas pelo usuário  $n$ . Tomando como base esse fato, pode-se associar cada uma das parcelas, respectivamente, a cada um dos participantes.

Já na equação (2.101), observa-se que os termos estão divididos de acordo com os valores de tensão de cada usuário. Uma divisão de potência total injetada também pode ser feita com base nessa propriedade.

Assim, as equações de balanço de potência para cada usuário poderiam ser modeladas utilizando-se tanto a alocação das potências entre os usuários de acordo com as injeções de corrente (equação 2.100) quanto à alocação das potências entre os usuários de acordo com as tensões (equação 2.101).

No entanto, em FERNANDES (2004), foi realizado um estudo detalhado sobre a maneira mais adequada de modelar as transações, sendo que a melhor opção é a da equação (2.100), ou seja, alocação das potências entre os usuários de acordo com as injeções de corrente.

Assim, utilizando-se a alocação com base nas injeções de corrente, para um determinado usuário  $k$ , a potência injetada depende da tensão final do sistema e da injeção de corrente referente àquele usuário:

$$\mathbf{S}^k = \text{diag}(\mathbf{V}^{\text{tot}}) \cdot (\mathbf{I}^k)^* \quad (2.102)$$

Reescrevendo a equação (2.102) em função das tensões, tem-se:

$$\mathbf{S}^k = \text{diag}(\mathbf{V}^{\text{tot}}) \cdot (\mathbf{Y} \cdot \mathbf{V}^k)^* \quad (2.103)$$

onde  $\mathbf{V}^k$  é um vetor de tensões referentes ao usuário  $k$ .

Levando em consideração que se conhece os valores de injeção de potência ativa e reativa por usuário,  $\mathbf{S}^k$ , e o valor total de tensão no sistema  $\mathbf{V}^{\text{tot}}$ , pode-se obter  $\mathbf{V}^k$  (vetor de tensão do circuito referente ao usuário  $k$ ) a partir de (2.103) CORTIANO (2006):

$$\mathbf{V}^k = \mathbf{Y}^{-1} \cdot \{ [\text{diag}(\mathbf{V}^{\text{tot}})]^{-1} \mathbf{S}^k \}^* \quad (2.104)$$

Com a obtenção de  $\mathbf{V}^k$  a partir da equação (2.104) é possível viabilizar cálculos de alocações de perdas e fluxos por usuários, por exemplo.



O fluxo de potência aparente que circula por uma linha  $l$ , da barra  $i$  para barra  $m$ ,  $S_{im}^{tot}$ , é escrito como:

$$S_{im}^{tot} = V_i^{tot} (I_{im}^{tot})^* \quad (2.105)$$

onde  $V_i^{tot}$  é a tensão complexa na barra  $i$  e  $I_{im}^{tot}$  é a corrente circulante sobre essa linha.

Da Teoria de Circuitos tem-se que

$$I_{im}^{tot} = y_{im} (V_i^{tot} - V_m^{tot}) + j b_{im}^s V_i^{tot} \quad (2.106)$$

onde  $y_{im}$  e  $b_{im}^s$  são os valores de admitância série e susceptância *shunt* da linha, respectivamente.

Como já deduzido, o modelo desenvolvido em FERNANDES (2004) fornece os valores de tensões induzidas por usuário  $k$ ,  $V_i^k$ . A partir dessas tensões induzidas, calculam-se os valores das correntes circulantes pelas linhas induzidas por cada usuário da seguinte forma:

$$I_{im}^k = y_{im} (V_i^k - V_m^k) + j b_{im}^s V_i^k \quad (2.107)$$

onde  $I_{im}^k$  é a corrente circulante da barra  $i$  para  $m$ , devido à  $k$ .

Já que a soma das tensões induzidas por usuários é igual à tensão total, a soma das correntes alocadas por usuário por linha é também igual à corrente total circulante por linha. E, considerando que  $S_{im}^{tot}$  pode ser dividido entre os usuários de acordo com as correntes circulantes alocadas por usuários, tem-se:

$$S_{im}^{tot} = V_i^{tot} (I_{im}^1)^* + \dots + V_i^{tot} (I_{im}^n)^* \quad (2.108)$$

Assim, o fluxo de potência através da linha  $l$  alocado para o usuário  $k$ ,  $S_{im}^k$ , é:

$$S_{im}^k = V_i^{tot} (I_{im}^k)^* \quad (2.109)$$

Substituindo o valor de  $I_{im}^k$ , tem-se:

$$S_{im}^k = V_i^{tot} [y_{im} (V_i^k - V_m^k) + j b_{im}^s V_i^k]^* \quad (2.110)$$

Utilizando  $S_{im}^k$  e  $S_{mi}^k$  (fluxo de potência aparente alocado à  $k$  que circula por uma linha  $l$  da barra  $m$  para barra  $i$ ), é possível se calcular as perdas de potência ativa na linha  $l$  devido ao usuário  $k$ :

$$Perda_l^k = \text{real}(S_{im}^k + S_{mi}^k) = fl_{im}^k + fl_{mi}^k \quad (2.111)$$

onde  $fl_{im}^k$  e  $fl_{mi}^k$  são os fluxos de potência ativa circulantes pela linha  $l$  devido ao usuário  $k$ .

Adicionando os componentes de cada  $Perda_l^k$ , obtém-se o valor de perda por usuário  $k$ :

$$Perda^k = \sum_{i=1}^{nl} Perda_l^k(i) \quad (2.112)$$

Essa metodologia proposta em ZOBIAN e ILIC (1997) e implementada em FERNANDES (2004) para alocação de perdas entre usuários de um sistema operando sob modelo competitivo, pode ser utilizada para se alocar perdas entre geradores e cargas de um modelo centralizado como a seguir proposto nesse trabalho.

## 2.6 Método Proporcional às Injeções de Corrente por Barras (MPICB)

Em ZOBIAN e ILIC (1997), é feita uma decomposição das injeções de corrente por usuário a partir de um Fluxo de Carga convergido. Ao invés de se fazer essa desagregação por usuário, a mesma pode ser feita por gerador e carga total. Assim, supondo que se conhece a injeção total de corrente de um sistema, conhecem-se as injeções devidas a cada um dos geradores e cargas:

$$\begin{bmatrix} I_l^{total} \\ M \\ I_n^{total} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_l^k \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \dots + \begin{bmatrix} 0 \\ M \\ I_n^k \end{bmatrix} + \dots + \begin{bmatrix} 0 \\ M \\ I_n^k \end{bmatrix} \quad (2.113)$$

A partir de cada uma das injeções por gerador e carga total é possível calcular os valores de tensão por barra (gerador ou carga), aplicando-se a Teoria de Circuitos:

$$\begin{bmatrix} V_i \\ M \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_i \\ M \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.115)$$

Deve-se reparar que a soma das tensões por geradores e cargas fornecem os valores de tensão total nas barras do sistema:

$$\begin{bmatrix} V_i \\ M \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i \\ M \\ V_n \end{bmatrix} + \dots + \begin{bmatrix} V_i \\ M \\ V_n \end{bmatrix} + \dots + \begin{bmatrix} V_i \\ M \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2.116)$$

Através dos valores de tensão por barra, obtidos pela equação (2.115), podem-se calcular os valores de correntes, fluxos, e perdas pelas linhas de transmissão por geradores, conforme apresentado em FERNANDES (2004), ou seja, conforme as equações (2.107), (2.110) e (2.111), respectivamente.

Assim, a partir dessas tensões induzidas por barra  $n$ , calculam-se os valores das correntes circulantes pelas linhas induzidas por cada barra da seguinte forma:

$$I_{im}^n = Y_{im} (V_i - V_m) + jb_{im}^s V_i \quad (2.117)$$

onde  $I_{im}^n$  é a corrente circulante da barra  $i$  para  $m$ , devido à barra  $n$ .

Já que a soma das tensões induzidas por barras (geradores e cargas) é igual à tensão total, a soma das correntes alocadas pelas barras por linha é também igual à corrente total circulante por linha. E, considerando que  $S_{im}^{tot}$  pode ser dividido entre as barras de acordo com as correntes circulantes alocadas por barras, tem-se:

$$S_{im}^{tot} = V_i^{tot} (I_{im}^1)^* + \dots + V_i^{tot} (I_{im}^n)^* \quad (2.118)$$

Assim, o fluxo de potência através da linha  $l$  alocado para a barra  $n$ ,  $S_{im}^n$ , é:

$$S_{im}^n = V_i^{tot} (I_{im}^n)^* \quad (2.119)$$

Substituindo o valor de  $I_{im}^n$ , tem-se:

$$S_{im}^n = V_i^{e^t} [y_{im}^g (V_i^e - V_m^e) + j b_{im}^s V_i^e]^* \quad (2.120)$$

Utilizando  $S_{im}^n$  e  $S_{mi}^n$  (fluxo de potência aparente alocado à  $g$  que circula por uma linha  $l$  da barra  $m$  para barra  $i$ ), é possível se calcular as perdas de potência ativa na linha  $l$  devido à barra  $n$ :

$$Perda_l^n = \text{real}(S_{im}^n + S_{mi}^n) = fl_{im}^n + fl_{mi}^n \quad (2.121)$$

onde  $fl_{im}^n$  e  $fl_{mi}^n$  são os fluxos de potência ativa circulantes pela linha  $l$  devido à barra  $n$ .

Adicionando os componentes de cada  $Perda_l^n$ , obtém-se o valor de perda por barra  $n$ :

$$Perda^n = \sum_{i=1}^{nl} Perda_l^n(i) \quad (2.122)$$

## 2.7 Procedimento Vigente para Contabilização das Perdas

Atualmente, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade responsável pela liquidação dos contratos dos agentes de mercado, utiliza fatores de perdas de modo a ratear as perdas igualmente entre geradores e consumidores. A divisão entre os agentes de cada categoria é feita na proporção de consumo e despacho de cada um.

A metodologia utilizada será exemplificada através de um caso que equivale a carga pesada da 1ª semana de junho de 2005 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (2005):

Tabela 2.1 Dados de Geração e Consumo dos Agentes do Mercado

Dados Geração (MW)		Dados Consumo (MW)		Perdas do sistema (MW)
G <sub>1</sub>	300	C <sub>1</sub>	330	
G <sub>2</sub>	200	C <sub>2</sub>	350	
G <sub>3</sub>	500	C <sub>3</sub>	260	
<b>G<sub>TOTAL</sub></b>	<b>1000</b>	<b>C<sub>TOTAL</sub></b>	<b>940</b>	<b>60</b>

Os fatores de perdas de geração e de consumo são calculados dos seguintes modos

$$Fator\ de\ Perdas\ de\ Geração = \frac{Geração\ Total - \frac{Perdas}{2}}{Geração\ Total} \quad (2.123)$$

$$Fator\ de\ Perdas\ de\ Consumo = \frac{Consumo\ Total + \frac{Perdas}{2}}{Consumo\ Total} \quad (2.124)$$

Segundo os valores da Tabela 2.1:

$$Fator\ de\ Perdas\ de\ Geração = \frac{1000 - \frac{60}{2}}{1000} = 0,970 \quad (2.125)$$

$$Fator\ de\ Perdas\ de\ Consumo = \frac{940 + \frac{60}{2}}{940} = 1,032 \quad (2.126)$$

Aplicando-se os fatores de geração e consumo aos valores de geração e carga da Tabela 2.1, os dados de geração e carga ajustados conforme suas perdas são obtidos conforme a Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Dados de Geração e Consumo com as Perdas Alocadas aos Agentes do Mercado

Geração com Perdas (MW)		Consumo com Perdas (MW)	
G <sub>1</sub>	300 x 0,97 = 291	C <sub>1</sub>	330 x 1,032 = 340,6
G <sub>2</sub>	200 x 0,97 = 194	C <sub>2</sub>	350 x 1,032 = 361,2
G <sub>3</sub>	500 x 0,97 = 485	C <sub>3</sub>	260 x 1,032 = 268,2
<b>G<sub>TOTAL</sub></b>	<b>970</b>	<b>C<sub>TOTAL</sub></b>	<b>970</b>

Deve-se notar que este esquema de alocação de perdas não reproduz tecnicamente o impacto de um determinado agente no sistema, ou seja, não tem sinal locacional. Existe somente a consideração do nível de potência demandada ou gerada do sistema.

Devido à precariedade da metodologia atualmente utilizada pela CCEE no Brasil, vislumbrou-se a necessidade de um estudo mais aprofundado à respeito de metodologias que alocam perdas entre geração e carga.

## **2.8 Considerações Finais**

Este capítulo procurou descrever os métodos mais importantes para alocação de perdas entre barras de um mercado *pool*, sendo que os mesmos foram implementados e analisados, como poderá ser visto no capítulo de resultados. Dessa análise pretende-se extrair os melhores deles, a fim de utilizá-los na compensação das perdas, a ser descrito no Capítulo III.

# CAPÍTULO III

## COMPENSAÇÃO DAS PERDAS

### 3.1 Introdução

Uma vez realizada uma conveniente alocação das perdas, as mesmas devem ser compensadas. Segundo MOYANO (2001), podem existir três maneiras diferentes de compensar as perdas de transmissão:

- a) cada gerador da rede produz localmente a potência necessária para compensar as perdas de transmissão resultantes da sua própria geração;
- b) cada gerador paga um preço adicional para que as perdas de transmissão sejam compensadas por um terceiro participante do sistema;
- c) o operador do sistema compensa a totalidade das perdas do sistema, minimizando-as e distribuindo-as em benefício comum do sistema.

A primeira e segunda alternativa, que apresentam a dificuldade de se pré-determinar a quantidade de geração extra necessária para manter o sistema em um ponto de equilíbrio, são objeto de estudo deste trabalho. A terceira opção é a mais comumente utilizada, sendo uma ou mais barras de geração do sistema as responsáveis pelo suprimento total das perdas.

Assim, a partir do estudo comparativo das metodologias de perdas (a ser realizado no Capítulo IV), pretende-se escolher a melhor metodologia para cálculo das mesmas e utilizá-la para que os próprios geradores supram sua perda, o que é conseguido resolvendo-se iterativamente as equações de balanço de potência incluindo-se suas respectivas perdas. O processo converge no momento em que os valores de geração não mais se modificam de uma iteração para outra. Para

HUANG e ZHANG (1999), a solução deste fluxo de potência não depende de uma barra de folga, pois cada gerador supre sua própria perda.

As metodologias apresentadas no Capítulo II alocam as perdas entre as barras de geração e de carga. Para se compensar as perdas totais entre os geradores é preciso adaptar essas metodologias de modo a se obter a alocação das perdas totais entre as **barras de geração**. Assim, para viabilizar a utilização de alguns dos métodos apresentados no capítulo anterior, que alocam entre as barras de geração e de carga, é feita uma modificação na matriz de admitância de barra de modo a incorporar as cargas na mesma e assim deixar de haver injeção de potência negativa nessas barras, mas apenas injeção de potência positiva nas barras de geração.

### 3.2 Modificação da Matriz $\mathbf{Y}$

Como as perdas totais devem ser supridas pelos geradores, a alocação das perdas deve ser feita apenas entre as barras de geração. Baseado nesta premissa, as injeções de corrente correspondentes às barras de carga devem ser eliminadas, substituindo-se a injeção de potência por uma impedância equivalente e incluindo a mesma na matriz impedância de barra. Esta impedância é obtida segundo a equação (3.1), sendo que os valores de magnitude de tensão e potência aparente absorvida pela carga são obtidos do ponto de operação em regime permanente que se deseja analisar:

$$\mathbf{Y}_d = \text{diag}(\mathbf{P}_d - j\mathbf{Q}_d) \cdot \text{diag}(|\mathbf{V}|^2)^{-1} \quad (3.1)$$

onde

$\mathbf{Y}_d$  é um vetor de dimensão  $(n \times 1)$  que contém a admitância equivalente das barras de carga,  $\mathbf{V}$  é um vetor de dimensão  $(n \times 1)$  com perfil de tensão nas barras,  $\mathbf{P}_d - j\mathbf{Q}_d$  é um vetor de dimensão  $(n \times 1)$  com as cargas nas barras; e  $\text{diag}()$  representa uma matriz quadrada cuja diagonal principal é o vetor entre parênteses.

Utilizando o vetor de admitância equivalente da equação (3.1), pode-se incluir as injeções de potência das barras de carga na Matriz  $\mathbf{Y}$ :



$$\mathbf{Y}_{\text{mod}}^{\&} = \mathbf{Y}^{\&} + \text{diag}(\mathbf{Y}_{\text{d}}^{\&}) \quad (3.2)$$

Para se ilustrar a idéia da modificação da Matriz  $\mathbf{Y}^{\&}$ , considera-se um sistema de 5 barras com carga nas barras 3, 4 e 5 e geração nas barras 1 e 2.

$$\mathbf{Y}_{\text{mod}}^{\&} = \begin{array}{c} \text{Barras} \\ \text{de Geração} \end{array} \begin{array}{cc} \mathbf{Y}_{11}^{\&} & \mathbf{Y}_{12}^{\&} \\ \mathbf{Y}_{21}^{\&} & \mathbf{Y}_{22}^{\&} \end{array} \begin{array}{c} \text{Barras} \\ \text{de Carga} \end{array} \begin{array}{ccc} \mathbf{Y}_{13}^{\&} & \mathbf{Y}_{14}^{\&} & \mathbf{Y}_{15}^{\&} \\ \mathbf{Y}_{23}^{\&} & \mathbf{Y}_{24}^{\&} & \mathbf{Y}_{25}^{\&} \\ \mathbf{Y}_{31}^{\&} & \mathbf{Y}_{32}^{\&} & \mathbf{Y}_{33}^{\&} \\ \mathbf{Y}_{41}^{\&} & \mathbf{Y}_{42}^{\&} & \mathbf{Y}_{43}^{\&} \\ \mathbf{Y}_{51}^{\&} & \mathbf{Y}_{52}^{\&} & \mathbf{Y}_{53}^{\&} \end{array} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{Y}_3^{\&} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mathbf{Y}_4^{\&} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{Y}_5^{\&} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Assim, a matriz  $\mathbf{Y}_{\text{mod}}^{\&}$  é composta pela soma da matriz  $\mathbf{Y}^{\&}$ , que representa a topologia da rede, e a matriz  $\text{diag}(\mathbf{Y}_{\text{d}}^{\&})$ , que representa a transformação das injeções de potência nas barras de carga em impedâncias equivalentes:

$$\mathbf{Y}_{\text{mod}}^{\&} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11}^{\&} & \mathbf{Y}_{12}^{\&} & \mathbf{Y}_{13}^{\&} & \mathbf{Y}_{14}^{\&} & \mathbf{Y}_{15}^{\&} \\ \mathbf{Y}_{21}^{\&} & \mathbf{Y}_{22}^{\&} & \mathbf{Y}_{23}^{\&} & \mathbf{Y}_{24}^{\&} & \mathbf{Y}_{25}^{\&} \\ \mathbf{Y}_{31}^{\&} & \mathbf{Y}_{32}^{\&} & (\mathbf{Y}_{33}^{\&} + \mathbf{Y}_3^{\&}) & \mathbf{Y}_{34}^{\&} & \mathbf{Y}_{35}^{\&} \\ \mathbf{Y}_{41}^{\&} & \mathbf{Y}_{42}^{\&} & \mathbf{Y}_{43}^{\&} & (\mathbf{Y}_{44}^{\&} + \mathbf{Y}_4^{\&}) & \mathbf{Y}_{45}^{\&} \\ \mathbf{Y}_{51}^{\&} & \mathbf{Y}_{52}^{\&} & \mathbf{Y}_{53}^{\&} & \mathbf{Y}_{54}^{\&} & (\mathbf{Y}_{55}^{\&} + \mathbf{Y}_5^{\&}) \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

onde  $\mathbf{Y}_{\text{mod}}^{\&}$  tem a dimensão  $(n \times n)$ .

Da Teoria de Circuitos, tem-se que:

$$\mathbf{Z}_{\text{mod}}^{\&} = (\mathbf{Y}_{\text{mod}}^{\&})^{-1} \quad (3.5)$$

$$\mathbf{R}_{\text{mod}} = \text{real}(\mathbf{Z}_{\text{mod}}^{\&}) \quad (3.6)$$

onde  $\mathbf{Z}_{\text{mod}}^{\&}$  e  $\mathbf{R}_{\text{mod}}$  tem a dimensão  $(n \times n)$ .

Para se obter as injeções de corrente somente nas barras de geração, tem-se que:

$$\mathbf{I}_{\text{mod}}^{\&} = \mathbf{Y}_{\text{mod}}^{\&} \cdot \mathbf{V}^{\&} \quad (3.7)$$

Resolvendo a equação (3.7), obtém-se o vetor  $\mathbf{I}_{mod}$ , que representa as injeções de potência somente nas barras de geração:

$$\mathbf{I}_{mod} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{gl} \\ M \\ \mathbf{I}_{ng} \\ 0 \\ M \\ 0 \end{bmatrix} \left. \begin{array}{l} \text{Injeções de Corrente} \\ \text{nas Barras de Geração} \end{array} \right\} \left. \begin{array}{l} \text{Injeções de Corrente} \\ \text{nas Barras de Carga} \end{array} \right\} \quad (3.8)$$

onde  $\mathbf{I}_{mod}$ , com dimensão  $(n \times 1)$ , contém somente injeções de corrente nas barras de geração.

Através da obtenção das Matrizes  $\mathbf{Z}_{mod}$  e  $\mathbf{R}_{mod}$  e do vetor  $\mathbf{I}_{mod}$ , pode-se proceder a compensação das perdas pelos dois métodos escolhidos, conforme capítulo anterior.

Antecipando os resultados da análise comparativa dos métodos para alocação de perdas, concluir-se-á que os melhores métodos são o Z-Bus e o Método Proporcional às Injeções de Corrente por Barras. Assim, o próximo passo é descrever a utilização dos mesmos na compensação das perdas via Fluxo de Carga.

### 3.3 Compensação das Perdas para o Método Z-Bus

Para o Método Z-Bus, o procedimento para cálculo da alocação das perdas está representado pela equação (3.9):

$$\mathbf{L}_{mod} = \text{real}\{ \text{diag}(\mathbf{I}_{mod}^*) \cdot \mathbf{R}_{mod} \cdot \mathbf{I}_{mod} \} \quad (3.9)$$

onde  $\mathbf{L}_{mod}$  é um vetor de dimensão  $(n \times 1)$  de perda total por barra.

Nesse caso, com a utilização da matriz  $\mathbf{Y}_{mod}$ , o vetor  $\mathbf{L}_{mod}$  aloca as perdas apenas nas barras de geração. Como as cargas foram incorporadas à matriz

admitância de barra, a soma das injeções de carga passou a ser zero. Assim, a diferença da soma das gerações menos a das cargas é a própria geração total.

Como o valor obtido pelo vetor  $\mathbf{L}_{\text{mod}}$  não fornece o valor exato das perdas, mas o valor total de geração, é preciso se calcular um fator de ajuste para as perdas:

$$cao = \frac{\sum_{i=1}^{nbar} (Pg_i - Pd_i)}{\sum_{i=1}^{nbar} Pg_i} \quad (3.10)$$

Desta forma, o vetor  $\mathbf{L}_{\text{ajustada}}$  representa as perdas alocadas somente para as barras de geração:

$$\mathbf{L}_{\text{ajustada}} = \mathbf{L}_{\text{mod}} \cdot cao \quad (3.11)$$

Com este procedimento, as perdas correspondentes às barras de carga são redistribuídos somente para as barras de geração. Ou seja:

$$\mathbf{L}_{\text{ajustada}} = \begin{bmatrix} L_{g1} \\ M \\ L_{gn} \\ 0 \\ M \\ 0 \end{bmatrix} \left\{ \begin{array}{l} \text{Perdas Alocadas nas} \\ \text{Barras de Geração} \\ \text{Perdas Alocadas nas} \\ \text{Barras de Carga} \end{array} \right. \quad (3.12)$$

Para se realizar a compensação das perdas, as equações do balanço de potência devem ser alteradas, com a inclusão do vetor  $\mathbf{L}_{\text{ajustada}}$ , assim:

$$\mathbf{P}_g + \mathbf{L}_{\text{ajustada}} - \mathbf{P}_d = 0 \quad (3.13)$$

Com este procedimento de alteração das restrições do problema, as perdas não são mais alocadas somente para a barra de folga, mas cada gerador supre a sua própria perda.

### 3.4 Compensação das Perdas para Método Proporcional às Injeções de Corrente por Barras

Como visto no capítulo II, e considerando apenas as injeções de correntes nas barras de geração e a matriz  $\mathbf{Z}^{\text{mod}}$  é possível calcular os valores de tensão por barra de geração, aplicando-se a Teoria de Circuitos:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_1^g \\ \vdots \\ \mathbf{V}_M \\ \vdots \\ \mathbf{V}_{\text{nbar}}^g \end{bmatrix} = \mathbf{Z}^{\text{mod}} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \mathbf{I}_{S_g} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Assim, a partir dessas tensões induzidas por geradores nas barras  $g$ , calculam-se os valores das correntes circulantes pelas linhas induzidas por cada gerador da seguinte forma:

$$\mathbf{I}_{im}^g = \mathbf{y}_{im} (\mathbf{V}_i^g - \mathbf{V}_m^g) + j b_{im}^s \mathbf{V}_i^g \quad (3.15)$$

onde  $\mathbf{I}_{im}^g$  é a corrente circulante da barra  $i$  para  $m$ , devido ao gerador  $g$ .

Já que a soma das tensões induzidas pelos geradores é igual à tensão total, a soma das correntes alocadas pelos geradores por linha é também igual à corrente total circulante por linha. E, considerando que  $\mathbf{I}_{im}^{\text{tot}}$  pode ser dividido entre os geradores de acordo com as correntes circulantes alocadas por geradores, tem-se:

$$\mathbf{I}_{im}^{\text{tot}} = \mathbf{V}_i^{\text{tot}} (\mathbf{I}_{im}^d)^* + \dots + \mathbf{V}_i^{\text{tot}} (\mathbf{I}_{im}^g)^* \quad (3.16)$$

Assim, o fluxo de potência através da linha  $l$  alocado para o gerador  $g$ ,  $\mathbf{S}_{im}^g$ , é:

$$\mathbf{S}_{im}^g = \mathbf{V}_i^{\text{tot}} (\mathbf{I}_{im}^g)^* \quad (3.17)$$

Substituindo o valor de  $\mathbf{I}_{im}^g$ , tem-se:

$$\mathbf{S}_{im}^g = \mathbf{V}_i^{\text{tot}} [\mathbf{y}_{im} (\mathbf{V}_i^g - \mathbf{V}_m^g) + j b_{im}^s \mathbf{V}_i^g]^* \quad (3.18)$$

Utilizando  $S_{im}^g$  e  $S_{mi}^g$  (fluxo de potência complexo alocado à  $g$  que circula por uma linha  $l$  da barra  $m$  para barra  $i$ ), é possível se calcular as perdas de potência ativa na linha  $l$  devido ao gerador  $g$ :

$$Perda_l^g = \text{real}(S_{im}^g + S_{mi}^g) = fl_{im}^g + fl_{mi}^g \quad (3.18)$$

onde  $fl_{im}^g$  e  $fl_{mi}^g$  são os fluxos de potência ativa circulantes pela linha  $l$  devido ao gerador  $g$ .

Adicionando os componentes de cada  $Perda_l^g$ , obtém-se o valor de perda por gerador  $g$ :

$$Per\_aloc^g = \sum_{i=1}^{nl} Perda_l^g(i) \quad (3.19)$$

Cada um dos valores de perda por barra de geração,  $Per\_aloc^g$ , compõe um vetor,  $\mathbf{Perda}_{ajustada}$ , que contém as perdas por barras de geração:

$$\mathbf{Perda}_{ajustada} = \left[ \begin{array}{c} Per\_aloc^1 \\ M \\ Per\_aloc^{ng} \\ 0 \\ M \\ 0 \end{array} \right] \left. \begin{array}{l} \left. \begin{array}{l} \text{Perdas Alocadas nas} \\ \text{Barras de Geração} \end{array} \right\} \\ \left. \begin{array}{l} \text{Perdas Alocadas nas} \\ \text{Barras de Carga} \end{array} \right\} \end{array} \right\} \quad (3.20)$$

Semelhantemente ao item anterior, para se realizar a compensação das perdas, as equações do balanço de potência devem ser alteradas com a inclusão do vetor  $\mathbf{Perda}_{ajustada}$ .

$$\mathbf{P}_g + \mathbf{Perda}_{ajustada} - \mathbf{P}_d = 0 \quad (3.21)$$

### 3.5 Considerações Finais

Este capítulo descreveu a formulação básica para a alocação das perdas somente para as barras de geração e uma adaptação a um Fluxo de Carga de modo que cada gerador supra a sua própria perda. Como atualmente a barra de folga do sistema é responsável pela compensação das perdas totais, a grande

contribuição da compensação proposta é que cada gerador possa gerar as suas próprias perdas, o que pode se traduzir em benefícios para o sistema em se tratando de questões operacionais.

Salienta-se que o objetivo desse capítulo foi o de despachar as perdas totais por todos os geradores, sendo que o ônus por essas perdas continua a ser pago por todos os participantes do sistema, ou seja, cargas e geradores, segundo metodologias apresentadas no capítulo anterior.

No próximo capítulo serão apresentados resultados numéricos obtidos da aplicação dos vários métodos de alocação de perdas selecionados para implementação computacional, análise, seleção e posterior utilização dos mesmos em compensação de perdas.

# CAPÍTULO IV

## RESULTADOS

### 4.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo apresentar uma análise dos resultados pertinentes à implementação dos diversos métodos de alocação das perdas para todas as barras de um sistema, somente para as barras de geração e a compensação das mesmas. O mesmo foi desenvolvido em MATLAB versão 5.3, simulado em um PC AMD ATHLON XP 2600, 2,2 GHz com Sistema Operacional Windows XP e testado com sistemas de 5, 30 e 291 barras, cujos dados encontram-se no ANEXO A.

### 4.2 Fluxo de Carga utilizando o Método Newton-Raphson

A seguir, estão apresentados os resultados do fluxo de carga convergido utilizando o Método de Newton-Raphson para os diversos sistemas testados. A Tabela 4.1 apresenta os resultados para o sistema de 5 barras e a Tabela 4.2 os resultados para o sistema de 30 barras referentes às barras de geração e carga.

Tabela 4.1 – Resultados do fluxo de carga via Newton-Raphson para o sistema de 5 Barras

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (Graus)	Pg (MW)	Pd (MW)
1	2	1,0600	0,00	129,5895	0
2	1	1,0500	-2,85	20,0000	0
3	0	1,0262	-5,02	0	45,0000
4	0	1,0257	-5,35	0	40,0000
5	0	1,0204	-6,17	0	60,0000

A potência gerada total é de 149,5895 MW e a carga é de 145 MW. Isto que dizer que a diferença entre ( $P_g - P_d$ ) equivale às perdas do sistema, que neste caso é assumida totalmente pela barra de folga que é a barra 1.

Tabela 4.2 – Resultados do fluxo de carga via Newton-Raphson para o sistema de 30 Barras

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (Graus)	$P_g$ (MW)	$P_d$ (MW)
1	2	1,0669	0	260,0658	0
2	1	1,0501	-5,25	40,69	21,7000
3	0	1,0365	-7,52	0	2,4000
4	0	1,0286	-9,24	0	7,6000
5	0	1,0284	-14,01	0	94,2000
6	0	1,0253	-10,96	0	0
7	0	1,0199	-12,74	0	22,8000
8	0	1,0270	-11,72	0	30,0000
9	0	1,0261	-14,14	0	0
10	0	1,0035	-15,85	0	5,8000
11	0	1,0719	-14,14	0	0
12	0	1,0219	-15,30	0	11,2000
13	0	1,0538	-15,30	0	0
14	0	1,0055	-16,23	0	6,2000
15	0	0,9999	-16,27	0	8,2000
16	0	1,0063	-15,80	0	3,5000
17	0	0,9991	-16,07	0	9,0000
18	0	0,9885	-16,87	0	3,2000
19	0	0,9851	-17,02	0	9,5000
20	0	0,9889	-16,79	0	2,2000
21	0	0,9903	-16,31	0	17,5000
22	0	0,9908	-16,29	0	0
23	0	0,9866	-16,57	0	3,2000
24	0	0,9776	-16,61	0	8,7000
25	0	0,9827	-16,28	0	0
26	0	0,9644	-16,73	0	3,5000
27	0	0,9948	-15,79	0	0
28	0	1,0224	-11,59	0	0
29	0	0,9743	-17,09	0	2,4000
30	0	0,9625	-18,03	0	10,6000

### 4.3 Metodologias para Alocação das Perdas

A seguir estão apresentados os resultados do esquema de alocação de perdas utilizando os diversos métodos existentes na literatura.



### 4.3.1 Sistema de 5 Barras

A Tabela 4.3 apresenta os resultados para o sistema de 5 barras considerando todos os usuários participantes do sistema de transmissão.

Tabela 4.3 – Alocação das Perdas nas Barras para o Sistema de 5 Barras

Barra	Z-Bus (MW)	Marginal (MW)	Incremental (MW)	Sucinto (MW)	MPICB (MW)	ONS (MW)	CCEE (MW)
1	2,7009	1,5329	2,0919	<b>3,2707</b>	1,6621	2,2727	1,9782
2	0,1574	<b>1,1797</b>	0,2028	0,2564	0,4228	0,0220	0,3165
3	0,3977	0,8378	0,5431	0,1482	0,6619	0,5683	0,7122
4	0,4158	0,3865	0,8198	0,3411	0,5241	0,5763	0,6330
5	0,9177	<b>0,6525</b>	0,9318	0,5732	1,3186	1,1501	0,9496
TOTAL	4,5895	4,5895	4,5895	4,5895	4,5895	4,5895	4,5895

Alguns pontos podem ser comparados entre as metodologias a fim de se concluir sobre a eficiência das mesmas. O primeiro deles é que se espera que um bom método aloque perdas proporcionalmente às injeções de potência por barra.

Para este sistema teste, as barras com maiores valores de injeção de potência tiveram as maiores alocações de perdas quando aplicados os métodos Z-bus, Incremental, MPICB, ONS e CCEE. O **Marginal** e o **Sucinto** não têm resultados tão bons. Assim, a princípio esses métodos poderiam ser descartados.

A Tabela 4.4 apresenta as porcentagens de perdas alocadas à geração e a carga para cada um dos métodos estudados.

Tabela 4.4 – Porcentagem de Alocação das Perdas nas Barras de Geração e Carga para o Sistema de 5 Barras

Barra	Z-Bus	Marginal	Incremental	Sucinto	MPICB	ONS	CCEE
Geração	62,28%	59,10%	50,00%	76,85%	45,43%	50,00%	50,00%
Carga	37,72%	40,89%	50,00%	23,15%	54,57%	50,00%	50,00%
TOTAL	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Observa-se que somente os métodos: Incremental, ONS e CCEE alocam metade das perdas para as barras de geração e de carga, pois essa é uma premissa intrínseca dessas metodologias.

Como o procedimento vigente de alocação de perdas, é que o critério de rateio seja de 50% para a geração e a outra metade para a carga, sugere-se um novo esquema de alocação, segundo as equações abaixo:

$$\mathbf{Perda}_G^{(50/50)} = \left( \frac{\mathbf{PerdasTotais}}{2} \right) \cdot \frac{\mathbf{Perdas}_{G_i}}{\sum_{i=1}^{NG} \mathbf{Perdas}} \quad i = 1, K, NG \quad (4.1)$$

$$\mathbf{Perda}_D^{(50/50)} = \left( \frac{\mathbf{PerdasTotais}}{2} \right) \cdot \frac{\mathbf{Perdas}_{D_i}}{\sum_{i=1}^{ND} \mathbf{Perdas}} \quad i = 1, K, ND \quad (4.2)$$

Assim, a Tabela 4.5 apresenta valores de perdas re-alocados de modo que a metade das perdas seja alocada à geração e outra metade às cargas.

Tabela 4.5 – Alocação das Perdas nas Barras de Geração e Carga para o Sistema de 5 Barras utilizando o critério (50/50)

<b>Barra</b>	<b>Z-Bus (MW)</b>	<b>Marginal (MW)</b>	<b>Incremental (MW)</b>	<b>Sucinto (MW)</b>	<b>MPICB (MW)</b>	<b>ONS (MW)</b>	<b>CCEE (MW)</b>
1	2,1684	1,2968	2,0919	2,1279	1,8294	2,2727	1,9782
2	0,1264	0,9980	0,2028	0,1668	0,4654	0,0220	0,3165
3	0,5272	1,0244	0,5431	0,3201	0,6064	0,5683	0,7122
4	0,5512	0,4726	0,8198	0,7367	0,4802	0,5763	0,6330
5	1,2164	0,7978	0,9318	1,2380	1,2081	1,1501	0,9496
TOTAL	4,5895	4,5895	4,5895	4,5895	4,5895	4,5895	4,5895

Com este novo esquema de alocação para todos os métodos metade das perdas são alocadas aos geradores e a outra metade para as cargas.

### 4.3.2 Sistema de 30 Barras

A Tabela 4.6 apresenta os resultados para o sistema de 30 barras.

Tabela 4.6 – Alocação das Perdas nas Barras para o Sistema de 30 Barras

Barra	Z-Bus (MW)	Marginal (MW)	Incremental (MW)	Sucinto (MW)	MPICB (MW)	ONS (MW)	CCEE (MW)
1	10,6623	5,3434	8,6520	14,6646	7,4930	8,5638	8,0482
2	0,2566	1,0195	0,6766	-1,7597	0,7580	0,0533	1,1365
3	-0,0073	0,1073	0,0897	0,0088	-0,0221	0,0152	0,0796
4	0,0547	0,1616	0,2807	0,0159	0,0960	0,1334	0,2520
5	2,7049	1,7207	2,2896	2,7711	3,0630	3,4816	3,1236
6	0	0	0	0	0	0	0
7	0,5018	0,8867	0,7081	0,7803	1,6643	0,7589	0,7560
8	0,5993	0,8678	0,9364	0,9962	0,3551	0,8709	0,9948
9	0	0	0	0	0	0	0
10	0,0852	0,1364	0,2154	-0,1839	0,3263	0,1489	0,1923
11	0,0407	1,9203	0	2,9005	-2,3748	0	0
12	0,0633	0,5533	0,3781	-1,0807	1,0419	0,1991	0,3714
13	0,0953	1,9122	0	3,5577	-2,8221	0	0
14	0,1046	0,1014	0,2320	-0,1395	0,3273	0,1634	0,2056
15	0,1643	0,1588	0,3030	-0,2025	0,5002	0,2519	0,2719
16	0,0507	0,1262	0,1303	-0,2186	0,2866	0,0880	0,1161
17	0,1514	0,4089	0,3144	-0,7265	0,9181	0,2453	0,2984
18	0,0848	0,0535	0,1210	-0,0409	0,2042	0,1172	0,1061
19	0,2682	0,2108	0,3471	-0,2386	0,7386	0,3606	0,3150
20	0,0554	0,0434	0,0834	-0,0429	0,1471	0,0774	0,0730
21	0,3871	0,7729	0,5597	-1,2983	1,8737	0,5493	0,5803
22	0	0	0	0	0	0	0
23	0,0860	0,1051	0,1196	-0,1547	0,3031	0,1153	0,1061
24	0,2779	0,4526	0,3008	-0,7767	1,2135	0,3351	0,2885
25	0	0	0	0	0	0	0
26	0,1393	0,1489	0,1296	-0,1927	0,4418	0,1607	0,1161
27	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0
29	0,0785	0,0569	0,0907	-0,0401	0,1910	0,1040	0,0796
30	0,4506	0,0871	0,3979	0,3179	0,6321	0,5626	0,3515
TOTAL	17,3558	17,3558	17,3558	17,3558	17,3558	17,3558	17,3558

Para as barras que não possuem nem geradores nem cargas a alocação das perdas é zero.

O Z-Bus, Sucinto e MPICB fazem alocação negativa de perdas, o que significa que estas barras podem “receber” por perdas elétricas. Este fato é denominado de subsídio cruzado e significa que algumas barras provocam contra-fluxos nas linhas o que implica em diminuição nos fluxos totais dessas linhas e conseqüentemente diminuição das perdas. Apesar de ser um resultado discriminatório quanto à alocação de perdas, deve-se salientar que uma determinada barra só é capaz de provocar determinado contra-fluxo porque o

restante do sistema está presente e atuando na operação. Assim, segundo GROSS e TAO (2001) esses subsídios devem ser compartilhados entre todas as barras. Esse compartilhamento se faz através de normalização das perdas entre as barras segundo as equações (4.3) e (4.4):

$$\mathbf{Perda}_G^{(50/50)} = \frac{\left(\frac{\mathbf{PerdasTotais}}{2}\right)}{\sum_{i=1}^{NG} |\mathbf{Perdas}_i|} \cdot |\mathbf{Perdas}_{G_i}| \quad i = 1, K, NG \quad (4.3)$$

$$\mathbf{Perda}_D^{(50/50)} = \frac{\left(\frac{\mathbf{PerdasTotais}}{2}\right)}{\sum_{i=1}^{ND} |\mathbf{Perdas}_i|} \cdot |\mathbf{Perdas}_{D_i}| \quad i = 1, K, ND \quad (4.4)$$

Quanto a proporcionalidade em relação às injeções de potência, somente os Métodos Z-Bus, Incremental, MPICB, ONS e CCEE sinalizam que para o maior gerador da rede (barra 1) e a maior carga (barra 5) devem receber o maior valor de perdas, tal como ocorrido para o sistema de 5 barras.

Pode-se destacar também que alguns métodos alocam valores muito diferentes para determinadas barras, como por exemplo, na barra 1, salientando as discrepâncias calculados pelo Método Sucinto e Marginal.

Semelhantemente ao que foi feito para o Sistema de 5 Barras, a Tabela 4.7 apresenta as porcentagens de perdas alocadas à geração e a carga para cada um dos métodos estudados.

Tabela 4.7 – Porcentagem de Alocação das Perdas nas Barras de Geração e Carga

Barra	Z-Bus	Marginal	Incremental	Sucinto	MPICB	ONS	CCEE
Geração	62,91%	36,66%	53,75%	74,35%	47,54%	49,65%	50,00%
Carga	37,09%	63,34%	46,25%	34,64%	52,46%	50,35%	50,00%
TOTAL	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Utilizando as equações (4.1) podem-se dividir igualmente as perdas entre a geração e carga e utilizando as equações (4.2) podem-se normalizar as perdas,

eliminando os subsídios cruzados. Esses novos resultados estão apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Alocação das Perdas nas Barras para o Sistema de 30 Barras (50/50)

<b>Barra</b>	<b>Z-Bus (MW)</b>	<b>Marginal (MW)</b>	<b>Incremental (MW)</b>	<b>Sucinto (MW)</b>	<b>MPICB (MW)</b>	<b>ONS (MW)</b>	<b>CCEE (MW)</b>
1	8,4740	7,2875	8,0485	7,7481	7,8807	8,6242	8,0482
2	0,2039	1,3904	0,6294	0,9298	0,7972	0,0537	1,1365
3	0,0098	0,0847	0,0970	0,0046	0,0098	0,0151	0,0796
4	0,0736	0,1276	0,3034	0,0083	0,0426	0,1325	0,2520
5	3,6385	1,3583	2,4751	1,4413	1,3601	3,4573	3,1236
6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0
7	0,6750	0,7000	0,7655	0,4058	0,7390	0,7536	0,7560
8	0,8061	0,6851	1,0123	0,5181	0,1577	0,8648	0,9948
9	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0
10	0,1146	0,1077	0,2329	0,0956	0,1449	0,1479	0,1923
11	0,0547	1,5159	0,0000	1,5086	1,0545	0,0000	0
12	0,0851	0,4368	0,4087	0,5621	0,4626	0,1977	0,3714
13	0,1282	1,5095	0,0000	1,8504	1,2531	0,0000	0
14	0,1407	0,0800	0,2508	0,0726	0,1453	0,1623	0,2056
15	0,2210	0,1254	0,3275	0,1053	0,2221	0,2501	0,2719
16	0,0682	0,0996	0,1409	0,1137	0,1273	0,0874	0,1161
17	0,2037	0,3228	0,3399	0,3779	0,4077	0,2436	0,2984
18	0,1141	0,0422	0,1308	0,0213	0,0907	0,1164	0,1061
19	0,3608	0,1664	0,3752	0,1241	0,3280	0,3581	0,3150
20	0,0745	0,0343	0,0902	0,0223	0,0653	0,0769	0,0730
21	0,5207	0,6101	0,6050	0,6752	0,8320	0,5455	0,5803
22	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0
23	0,1157	0,0830	0,1293	0,0805	0,1346	0,1145	0,1061
24	0,3738	0,3573	0,3252	0,4040	0,5388	0,3328	0,2885
25	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0
26	0,1874	0,1175	0,1401	0,1002	0,1962	0,1596	0,1161
27	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0
28	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0
29	0,1056	0,0449	0,0980	0,0209	0,0848	0,1033	0,0796
30	0,6061	0,0688	0,4301	0,1653	0,2807	0,5587	0,3515
TOTAL	17,3558	17,3558	17,3558	17,3558	17,3558	17,3558	17,3558

Com este novo esquema de alocação eliminaram-se os incentivos financeiros que algumas barras recebiam e os valores não destoam tanto de uma barra para outra.

### 4.3.3 Análise de Sensibilidade das Barras de Geração e Carga

A idéia básica desta análise é verificar se os métodos testados anteriormente consideram o nível de injeção de potência na barra, os parâmetros da rede e também analisam o posicionamento das barras no sistema tal como feito pelo trabalho que propôs a metodologia batizada de ONS.

Para esse objetivo, considerando o sistema de 5 barras (caso base), são adicionadas ao sistema as barras 6 e 7:

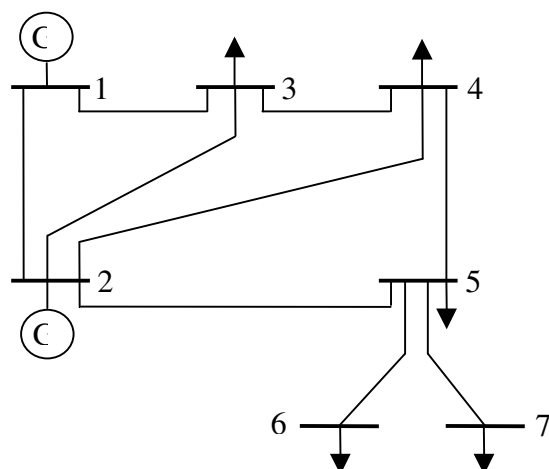


Figura 4.1 – Caso base de 5 barras modificado com a adição das barras 6 e 7

**Caso 1:** As linhas são idênticas e cargas idênticas

As Tabelas 4.9 e 4.10 apresentam os valores das cargas e das linhas adicionadas ao sistema de 5 barras.

Tabela 4.9 – Barras com cargas idênticas

Barra	Carga (MW)
6	10,00
7	10,00

Tabela 4.10 – Linhas idênticas

Linha	r (pu)	x (pu)
5 – 6	0,01	0,03
5 – 7	0,01	0,03

A Tabela 4.11 apresenta os novos valores de alocação de perdas para a sistema modificado.



A maioria dos métodos diferenciou distância geográfica das novas barras adicionadas, exceto **Marginal** e **CCEE**.

**Caso 3:** As linhas são idênticas e cargas diferentes

As Tabelas 4.15 e 4.16 apresentam os valores das cargas e das linhas adicionadas ao sistema de 5 barras.

Tabela 4.15 – Barras com cargas diferentes

Barra	Carga (MW)
6	10,00
7	20,00

Tabela 4.16 – Linhas idênticas

Linha	r (pu)	x (pu)
5 – 6	0,01	0,03
5 – 7	0,01	0,03

A Tabela 4.17 apresenta os novos valores de alocação de perdas para ao sistema modificado.

Tabela 4.17 – Alocação de perdas para as barras do sistema modificado (7 barras)

Barra	Z-Bus (MW)	Marginal (MW)	Incremental (MW)	Sucinto (MW)	MPICB (MW)	ONS (MW)	CCEE (MW)
1	4,2140	2,6945	3,3885	5,0016	2,5171	3,6836	3,2856
2	0,2350	2,1614	0,3210	0,3333	0,7714	0,0259	0,4239
3	0,3928	1,0481	0,7774	0,1411	0,6631	0,5855	0,9539
4	0,4401	0,5236	0,9196	0,3496	0,5767	0,6203	0,8479
5	1,3906	0,8262	1,1816	0,7636	2,1182	1,6377	1,2718
6	0,2421	0,0558	0,2809	0,2704	0,2494	0,2824	0,2120
7	0,5044	0,1094	0,5501	0,5594	0,5231	0,5836	0,4239
TOTAL	7,4190	7,4190	7,4190	7,4190	7,4190	7,4190	7,4190

Todos os métodos tiveram bom resultado, ou seja, na barra com maior demanda houve maior alocação de perdas.

Da análise desses resultados, percebe-se que os métodos que apresentaram resultados satisfatórios para todas as análises são Z-bus, Incremental, MPICB, ONS.

A análise para os casos 1, 2 e 3 foi realizada para o sistema de 30 barras. Os resultados estão apresentados logo a seguir:



**Caso 1:** Houve a inserção da barra 31 e 32 no sistema com os mesmos valores de carga.

As Tabelas 4.18 e 4.19 apresentam os valores das cargas e das linhas adicionadas ao sistema de 30 barras.

Tabela 4.18 – Barras com cargas idênticas

Barra	Carga (MW)
31	10,00
32	10,00

Tabela 4.19 – Linhas idênticas

Linha	r (pu)	x (pu)
30 – 31	0,01	0,03
30 – 32	0,01	0,03

A Tabela 4.20 apresenta os novos valores de alocação de perdas para ao sistema modificado.

Tabela 4.20 – Alocação de perdas para as barras do sistema modificado (32 barras) – Caso 1

Barra	Z-Bus (MW)	Marginal (MW)	Incremental (MW)	Sucinto (MW)	MPICB (MW)	ONS (MW)	CCEE (MW)
31	1,1933	0,0139	0,4629	1,3167	1,1645	1,1369	0,3831
32	1,1933	0,0139	0,4629	1,3167	1,1645	1,1369	0,3831

Como podemos observar os métodos alocam as mesmas perdas para as barras.

**Caso 2:** Houve a inserção da barra 31 e 32 no sistema com valores de impedância de linha diferentes para o caso base.

As Tabelas 4.21 e 4.22 apresentam os valores das cargas e das linhas adicionadas ao sistema de 30 barras.

Tabela 4.21 – Barras com cargas idênticas

Barra	Carga (MW)
31	10,00
32	10,00

Tabela 4.22 – Linhas diferentes

Linha	r (pu)	x (pu)
30 – 31	0,01	0,03
30 – 32	0,03	0,09

A Tabela 4.23 apresenta os novos valores de alocação de perdas para ao sistema modificado.

Tabela 4.23 – Alocação de perdas para as barras do sistema modificado (32 barras) – Caso 2

Barra	Z-Bus (MW)	Marginal (MW)	Incremental (MW)	Sucinto (MW)	MPICB (MW)	ONS (MW)	CCEE (MW)
31	1,1969	0,0151	0,4638	1,3278	1,1605	1,1387	0,3840
32	1,2277	<b>0,0125</b>	0,4640	<b>1,3247</b>	1,2249	1,1584	<b>0,3840</b>

A maioria dos métodos diferenciou distância geográfica das novas barras adicionadas, exceto **Marginal**, **Sucinto** e **CCEE**.

**Caso 3:** Houve a inserção da barra 31 e 32 no sistema com cargas distintas em cada barra.

As Tabelas 4.24 e 4.25 apresentam os valores das cargas e das linhas adicionadas ao sistema de 30 barras.

Tabela 4.24 – Barras com cargas diferentes

Barra	Carga (MW)
31	10,00
32	20,00

Tabela 4.25 – Linhas idênticas

Linha	r (pu)	x (pu)
30 – 31	0,01	0,03
30 – 32	0,01	0,03

A Tabela 4.26 apresenta os novos valores de alocação de perdas para ao sistema modificado.

Tabela 4.26 – Alocação de perdas para as barras do sistema modificado (32 barras) – Caso 3

Barra	Z-Bus (MW)	Marginal (MW)	Incremental (MW)	Sucinto (MW)	MPICB (MW)	ONS (MW)	CCEE (MW)
31	1,9267	0,0895	0,5556	1,8658	2,0109	1,5647	0,4697
32	3,8950	0,1767	1,1012	3,7079	4,1287	3,1504	0,9394

Todos os métodos tiveram bons resultados, ou seja, na barra com maior demanda houve maior alocação de perdas.

**Caso 4:** Neste caso são realizados testes para verificar o bom ou mal posicionamento da barra 2 no sistema. Inicialmente é testado o sistema de 30 barras.

Tabela 4.27 – Perdas Totais do sistema para o caso base (30 barras) e com aumento/redução da injeção na barra 2 (32 barras) – Caso 4

Modificação na barra	Perdas Totais (MW)
Caso base	17,3558
Gerador de 40,69 para 50,69 MW	16,7584
Gerador de 40,69 para 30,69 MW	17,9878

Pode-se verificar que o gerador 2 está localizado em um centro de consumo, pois um incremento de 10 MW resultou na redução global das perdas.

Da análise desses resultados, percebe-se que, tal como ocorrido para o sistema de 5 barras, os métodos que apresentaram resultados satisfatórios para todas as análises são Z-bus, Incremental, MPICB, ONS.

#### 4.3.4 Resultados para o Sistema Copel

Neste item é testado um sistema de 291 barras que é o equivalente do Sistema da Copel, para a condição de carga pesada. A Tabela 4.28 apresenta as perdas alocadas utilizando-se os métodos citados na literatura.

Tabela 4.28 – Alocação das Perdas nas Barras de Geração para o Sistema de 291 Barras

<b>Barra</b>	<b>Pgerada (MW)</b>	<b>ONS (MW)</b>	<b>Z-Bus (MW)</b>	<b>MPICB (MW)</b>	<b>Sucinto (MW)</b>	<b>Incremental (MW)</b>	<b>Marginal (MW)</b>	<b>CCEE (MW)</b>
507	579,98	10,280	12,730	8,4600	29,360	0,0000	115,35	12,1651
511	372,00	32,640	33,090	6,1000	14,500	32,990	18,730	7,4530
512	69,20	0,2500	0,5500	1,0800	1,2900	56,270	0,8800	1,5045
514	399,61	0,5100	1,7300	6,2200	2,3700	0,5900	1,1300	8,2143
800	1499,99	5,0500	11,510	<b>23,400</b>	1,6400	2,2200	7,2100	<b>24,7685</b>
804	259,99	3,8500	1,9500	4,1700	1,3400	0,0200	0,3600	5,5640
808	1209,99	17,680	20,580	19,090	11,750	0,0200	1,6800	24,1989
810	939,23	7,4200	10,530	14,720	1,1500	0,0200	0,3100	18,8103
919	538,03	9,2900	10,620	8,5400	0,7400	0,0000	1,7400	10,8679
921	338,19	6,3400	7,1000	5,3800	0,4000	0,0000	1,1900	6,8248
925	1199,22	12,550	15,990	18,850	2,3100	4,6500	0,2000	23,9572
2350	11,19	0,1100	0,1100	0,1800	0,2500	0,0000	0,0700	0,2561
2352	13,22	0,0500	0,1200	0,2100	0,8400	0,0000	0,2500	0,2703
<b>TOTAL</b>	<b>7429,84</b>	<b>106,02</b>	<b>126,61</b>	<b>116,40</b>	<b>67,94</b>	<b>96,78</b>	<b>149,10</b>	<b>144,85</b>

O valor de perda total é de 289,73 MW. Os resultados estão normalizados de forma que não haja subsídios cruzados para determinadas barras (conforme equações 4.3 e 4.4).

Analisando o impacto da usina Governador Bento Munhoz da Rocha (barra 800 – maior gerador do sistema) tem-se que somente os Métodos **MPICB** e **CCEE** apresentam o maior valor de alocação de perdas em relação às demais barras do sistema.

Para o sistema de 291 barras, observou-se que o tempo computacional requisitado pelo Método Incremental é muito elevado, o que leva a rejeitá-lo como método preferencial.

A fim de facilitar a análise dos resultados, os mesmos estão apresentados na Tabela 4.29 como porcentagens em relação aos valores totais de perdas e de geração.

Tabela 4.29 – Porcentagem de Alocação das Perdas nas Barras de Geração para o Sistema de 291 Barras

Barra	Pgerada (MW)	ONS (MW)	Z-Bus (MW)	MPICB (MW)	Sucinto (MW)	Marginal (MW)	CCEE (MW)
2352	0,2%	0,0%	0,1%	0,2%	1,2%	0,2%	0,2%
512	1,0%	0,2%	0,4%	0,9%	1,9%	0,6%	1,0%
804	3,8%	3,6%	1,5%	3,6%	2,0%	0,2%	3,8%
921	4,7%	6,0%	5,6%	4,6%	0,6%	0,8%	4,7%
511	5,1%	30,8%	26,1%	5,2%	21,3%	12,6%	5,1%
514	5,7%	0,5%	1,4%	5,3%	3,5%	0,8%	5,7%
919	7,5%	8,8%	8,4%	7,3%	1,1%	1,2%	7,5%
507	8,4%	9,7%	10,1%	7,3%	43,2%	77,4%	8,4%
810	13,0%	7,0%	8,3%	12,6%	1,7%	0,2%	13,0%
925	16,5%	11,8%	12,6%	16,2%	3,4%	0,1%	16,5%
808	16,7%	16,7%	16,3%	16,4%	17,3%	1,1%	16,7%
800	17,1%	4,8%	9,1%	20,1%	2,4%	4,8%	17,1%

Como os métodos apresentam diferentes arbitrariedades entre si e o sistema de 291 barras é relativamente grande, é difícil justificar as discrepâncias entre alguns valores. No entanto, a fim de salientar as similaridades, a Figura 4.1 apresenta o gráfico das perdas percentuais alocadas *versus* a potência gerada percentual para cada barra de geração.

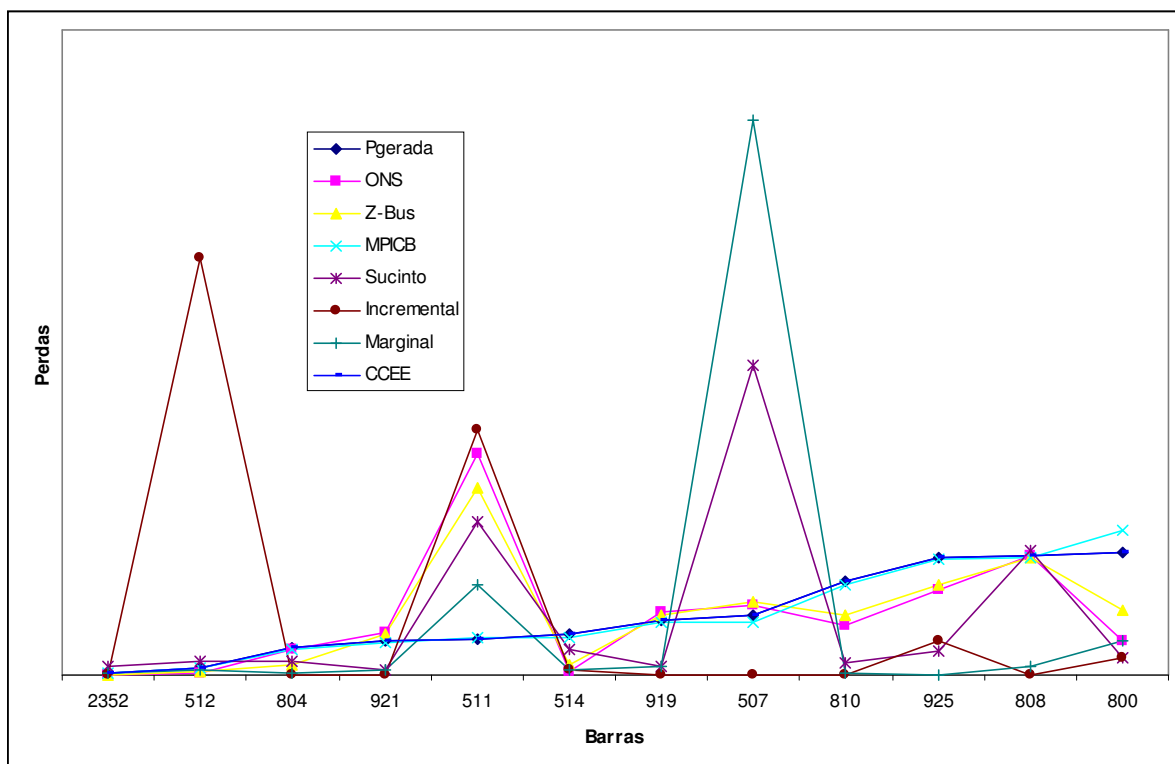


Figura 4.1 – Alocação das Perdas em cada Barra

Segundo a Figura 4.1, os valores de perdas alocadas pelos métodos MPICB, ONS e Zbus são os que mais acompanham os valores de injeção de potência injetadas nas barras de geração. A Figura 4.2 apresenta o gráfico das perdas percentuais alocadas pelos mesmos *versus* a potência gerada percentual nas barras de geração.

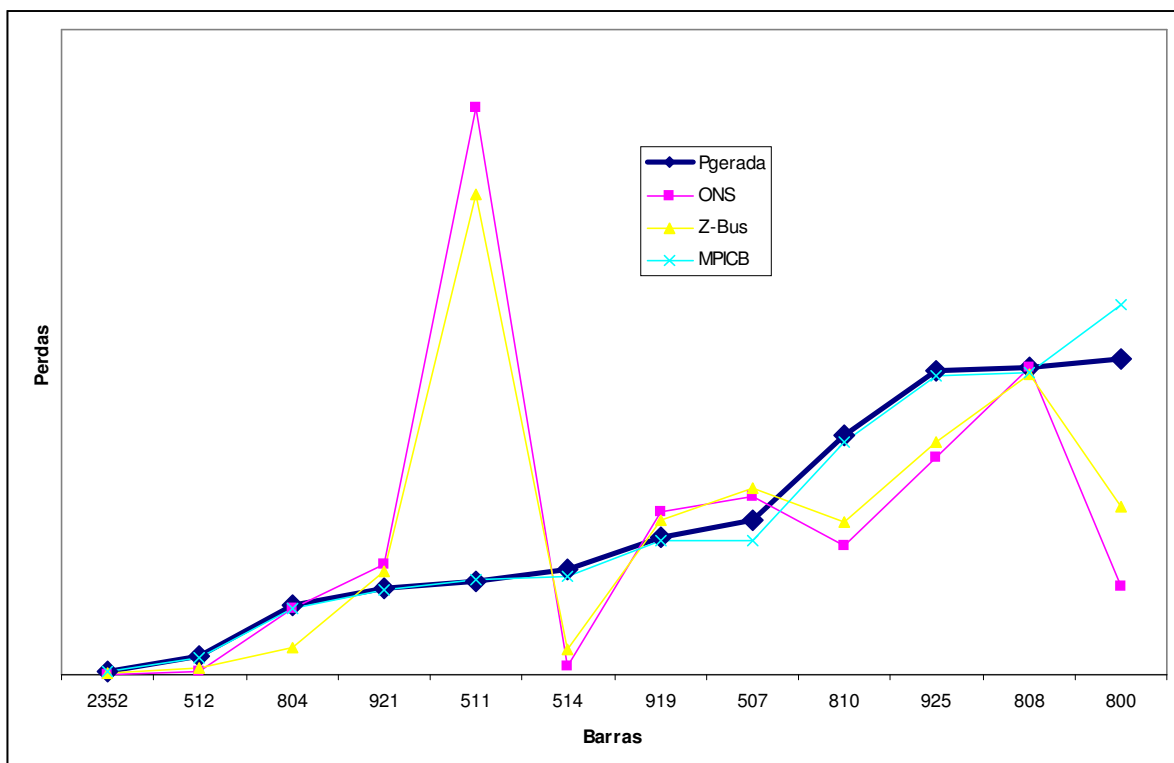


Figura 4.2 – Alocação das Perdas em cada Barra pelos métodos Z-Bus, ONS e MPICB

Pode-se observar pelo gráfico, que o método MPICB apresenta maior aderência em relação à potência gerada na barra, que é um dos quesitos almejados por um método ideal para alocação de perdas.

A Tabela 4.30 apresenta uma porcentagem das perdas em relação à perda total do sistema salientando as barras 804 (Governador Parigot de Souza – mais próxima do centro de carga) e a barra 808 (Salto Caxias – mais distante do centro de carga).

Tabela 4.30 – Porcentagem de perdas em relação à perda total

Barra	Pgerada	ONS	Z-Bus	MPICB	Sucinto	Incremental	Marginal	Perdas
804	279,17	1,33%	0,67%	1,44%	0,46%	-	0,12%	289,09
808	1214,17	6,12%	7,12%	6,60%	4,06%	-	0,58%	

Modificando-se as potências geradas na barra 804 (Governador Parigot de Souza) para 342,67MW e na barra 808 (Salto Caxias) para 1458,84MW obtém-se uma diminuição da perda total do sistema para 284,61MW. A Tabela 4.31 apresenta uma porcentagem das perdas alocadas a cada barra em relação à perda total do sistema.

Tabela 4.31 – Porcentagem de perdas em relação à perda total (alteração da potência gerada nas barras 804 e 808)

Barra	Pgerada	ONS	Z-Bus	MPICB	Sucinto	Incremental	Marginal	Perdas
804	342,67	0,74%	0,27%	1,77%	0,14%	-	0,10%	284,61
808	1458,84	10,20%	10,64%	7,58%	7,71%	-	2,04%	

A Tabela 4.32 apresenta uma variação das perdas alocadas às barras 804 e 808 em relação às duas simulações anteriores.

Tabela 4.32 - Variação das perdas

Barra	% Variação	ONS	Z-Bus	MPICB	Sucinto	Incremental	Marginal
804	23%	0,59%	0,41%	0,33%	0,32%	-	0,03%
808	20%	4,09%	3,52%	0,97%	3,65%	-	1,46%

Observa-se que uma variação menor na barra 804 significa que os métodos alocam mais perdas à barra 808 que é a barra mais distante do centro de carga. Nesses casos, todos os métodos responderam a contento em relação ao critério locacional.

Reconhecidamente, o Método CCEE não identifica aspectos locacionais, assim, conclui-se que as melhores metodologias para alocação de perdas são o Z-Bus, MPICB e ONS.

Os impactos econômicos causados pela adoção desses métodos (Z-Bus, MPICB e ONS) em relação ao pro-rata podem ser visualizados na Tabela 4.33 a seguir.

Tabela 4.33 – Variações percentuais de receita em relação ao Método Pro-Rata para o Sistema de 291 Barras

<b>Barra</b>	<b>ONS %</b>	<b>Z-Bus %</b>	<b>MPICB %</b>
507	15,5%	19,7%	-13,5%
511	498,3%	407,9%	1,9%
512	-77,3%	-58,2%	-10,7%
514	-91,5%	-75,9%	-5,8%
800	-72,1%	-46,8%	17,6%
804	-5,5%	-59,9%	-6,7%
808	-0,2%	-2,7%	-1,8%
810	-46,1%	-36,0%	-2,6%
919	16,8%	11,8%	-2,2%
921	26,9%	19,0%	-1,9%
925	-28,4%	-23,6%	-2,1%
2350	-41,3%	-50,9%	-12,5%
2352	-74,7%	-49,2%	-3,3%

Essa tabela contém as variações percentuais de receita em relação ao CCEE. Repara-se que o método que impõe menores variações nos custos de perdas já incorridos atualmente é o do MPICB.

#### 4.4 Esquema de Alocação das Perdas somente para as barras de geração

Como uma das propostas deste trabalho é que cada gerador supra a suas próprias perdas, é necessário alocá-las somente para as barras de geração. Para isso foi implementado o procedimento descrito no item 3.2 do Capítulo III, utilizando os métodos Z-bus e MPICB. O método do ONS é descartado, pois a sua metodologia é inviável para ser incluída nas equações de balanço de potência ativa com posterior obtenção do Jacobiano. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.34 para Sistema de 5 barras, na Tabela 4.35 para o Sistema de 30 barras e na Tabela 4.36 para o Sistema de 291 barras.

Tabela 4.34 – Alocação das Perdas somente nas barras de geração para o Sistema de 5 Barras

<b>Barra</b>	<b>Z-Bus (MW)</b>	<b>MPICB (MW)</b>
1	3,9253	2,9639
2	0,6642	1,5948
TOTAL	4,5895	4,5895



Tabela 4.35 – Alocação das Perdas somente nas barras de geração para o Sistema de 30 Barras

<b>Barra</b>	<b>Z-Bus (MW)</b>	<b>MPICB (MW)</b>
1	15,0000	17,20
2	2,3558	0,1558
TOTAL	17,3558	17,3558

Tabela 4.36 – Alocação das Perdas somente nas barras de geração para o Sistema de 291 Barras

<b>Barra</b>	<b>Z-Bus (MW)</b>	<b>MPICB (MW)</b>
507	22,5000	65,19
511	14,7900	4,36
512	2,3100	12,27
514	14,8800	25,90
800	55,2800	60,72
804	8,4100	41,43
808	45,7700	10,46
810	35,1600	16,05
919	20,3700	14,96
921	12,8200	8,51
925	45,1900	13,54
2350	0,3300	3,03
2352	0,4800	0,09

Para o caso de 291 barras, percebe-se que para algumas barras de geração, os valores alocados são bastante discrepantes, apesar dessas variações não terem aparecido no item onde as perdas foram alocadas entre todas as barras. No entanto, como as perdas das barras de carga também estão incorporadas nas barras de geração houve um acúmulo de variabilidades entre os métodos que resultou em grandes variações percentuais.

#### 4.5 Compensação das Perdas

Com a inclusão dos valores de perdas alocadas aos geradores nas equações de balanço de potência ativa, é possível que cada gerador supra a sua própria perda.

Os resultados da geração de potência ativa com e sem compensação de perdas utilizando a compensação via Método Z-Bus para o sistema de 5 barras

estão apresentados na Tabela 4.37, e na Tabela 4.38, utilizando a compensação via Método MPICB.

Tabela 4.37 – Resultados da geração de potência ativa para o sistema de 5 Barras utilizando a compensação via Método Z-Bus

<b>Barra</b>	<b>Pg sem compensação</b>	<b>Pg com compensação</b>
1	129,5895	128,96
2	20,0000	20,66

Tabela 4.38 – Resultados da geração de potência ativa para o sistema de 5 Barras utilizando a compensação via Método MPICB

<b>Barra</b>	<b>Pg sem compensação</b>	<b>Pg com compensação</b>
1	129,5895	128,00
2	20,0000	21,59

Os valores de perdas totais são de 4,4529 MW tanto para a compensação via Método Z-Bus quanto a compensação via Método MPICB.

Comparando-se com o resultado apresentado na Tabela 4.5, cujas perdas foram de 4,5895 MW, pode-se observar que houve redução das perdas em ambos os casos.

Os resultados da geração de potência ativa para o sistema de 30 barras são apresentados na Tabela 4.39, utilizando a compensação via Método Z-Bus e na Tabela 4.40, utilizando a compensação via Método MPICB.

Tabela 4.39 – Resultados da geração de potência ativa para o sistema de 30 Barras utilizando a compensação via Método Z-Bus

<b>Barra</b>	<b>Pg sem compensação</b>	<b>Pg com compensação</b>
1	260,0658	257,54
2	40,69	43,05

Tabela 4.40 – Resultados da geração de potência ativa para o sistema de 30 Barras utilizando a compensação via Método MPICB

<b>Barra</b>	<b>Pg sem compensação</b>	<b>Pg com compensação</b>
1	260,0658	259,87
2	40,69	40,85

Os valores de perdas totais são de 17.186 MW para a compensação via Método Z-Bus e de 17.322 MW para a compensação via Método MPICB.

Comparando-se com o resultado apresentado na Tabela 4.6, cujas perdas totais foram 17.3558 MW, pode-se observar que houve redução das perdas utilizando compensação pelo Método Z-Bus e MPICB.

Os resultados da geração de potência ativa para o sistema de 291 barras são apresentados na Tabela 4.41, utilizando a compensação via Método Z-Bus e na Tabela 4.42, utilizando a compensação via Método MPICB. Apenas os resultados para as barras de geração são apresentados.

Tabela 4.41 – Resultados da geração de potência ativa para o sistema de 291 Barras utilizando a compensação via Método Z-Bus

<b>Barra</b>	<b>Pg sem compensação</b>	<b>Z-Bus (MW)</b>	<b>Pg com compensação</b>
507	579,98	22,5000	602,97
511	372,00	14,7900	387,17
512	69,20	2,3100	71,57
514	399,61	14,8800	414,67
800	1499,99	55,2800	1276,15
804	259,99	8,4100	268,62
808	1209,99	45,7700	1256,89
810	939,23	35,1600	975,29
919	538,03	20,3700	558,94
921	338,19	12,8200	351,35
925	1199,22	45,1900	1245,54
2350	11,19	0,3300	11,53
2352	13,22	0,4800	13,71

Tabela 4.42 – Resultados da geração de potência ativa para o sistema de 291 Barras utilizando a compensação via Método MPICB

<b>Barra</b>	<b>Pg sem compensação</b>	<b>MPICB (MW)</b>	<b>Pg com compensação</b>
507	579,98	65,19	644,53
511	372,00	4,36	376,43
512	69,20	12,27	81,40
514	399,61	25,90	427,29
800	1499,99	60,72	1274,81
804	259,99	41,43	301,39
808	1209,99	10,46	1220,22
810	939,23	16,05	955,10
919	538,03	14,96	552,89
921	338,19	8,51	346,63
925	1199,22	13,54	1212,52
2350	11,19	3,03	14,22
2352	13,22	0,09	13,31

Os valores de perdas totais são de 298,92 MW para a compensação via Método Z-Bus e de 293,79 MW para a compensação via Método MPICB.

Comparando-se com o resultado apresentado na Tabela 4.28, cujas perdas totais foram 289,73 MW, pode-se observar que não houve redução das perdas utilizando compensação pelo Método Z-Bus e MPICB.

## 4.6 Considerações Finais

Este capítulo apresentou análise das metodologias para alocação de perdas propostas nos Capítulos II e III.

Utilizando-se os sistemas de 5, 30 e 291 barras conclui-se que as melhores metodologias são: Z-bus e Método Proporcional às Injeções de Corrente por Barras (MPICB).

Essas metodologias se mostraram mais eficientes, pois alocam perdas para as barras com maiores cargas e geração, ou seja, são proporcionais às injeções de potência por barras, respondem à localização geográfica, ou seja, alocam mais perdas para barras longe dos centros de carga e menos perdas para barras perto dos centros de carga.

Quanto à compensação, esta se mostrou satisfatória para o sistema de 5 e 30 barras, pois cada gerador supriu a sua própria perda alocada e ainda de forma a diminuir a perda total. No entanto, para o sistema de 291 barras, não houve diminuição de perdas totais. Tal resultado pode ser devido a localização geográfica da barra de folga, requerendo mais estudos.

# CAPÍTULO V

## CONCLUSÕES

### 5.1 Resumo de Contribuições

A alocação das perdas é um problema complexo. Ainda há a necessidade de se obter metodologias para a resolução deste problema, de um modo mais justo e eqüitativo, de forma que seja representado o real impacto de determinado agente no sistema. Dependendo do método adotado, os resultados podem variar significativamente. Qualquer método deve cumprir critérios técnicos razoáveis de formulação assim como deve ser considerado seu efeito na receita de cada um dos participantes de um mercado de energia. A análise dos métodos sinaliza a necessidade de se utilizar mais de um método para alocação das perdas.

Atualmente, no setor elétrico brasileiro, se está analisando e discutindo metodologias para alocação de perdas a fim de se substituir o pro-rata. Os métodos baseados em Teoria de Circuitos, por exemplo, salientam-se entre os demais, pois apresentam bons resultados já que as alocações dos mesmos representam aspectos locacionais, ou seja, aos geradores próximos do centro de carga, alocam-se menos perdas do que aos geradores longe dos centros de carga.

No entanto, justamente por esta razão, os proprietários dos geradores hidrelétricos têm refutado essas metodologias, pois os mesmos seriam onerados, visto que a localização de uma usina hidroelétrica depende de aspectos geográficos e hídricos e normalmente as mesmas são construídas longe dos centros de carga.

Já as usinas térmicas, defendem métodos com aspectos locacionais, pois as mesmas podem e devem ser construídas perto dos centros de consumo.

Com base nos resultados obtidos temos que para um sistema de pequeno e médio porte (5 e 30 barras) os Métodos Marginal, Sucinto e CCEE não contemplam critérios locacionais. Para o sistema de grande porte (291 barras) os métodos Incremental e ONS não contemplam o nível de potência de cada barra *versus* a perda alocada por barra. Desta forma, os Métodos Z-Bus e MPICB satisfazem os requisitos apresentados anteriormente para um bom desempenho de determinada metodologia.

No entanto, apesar dos resultados das análises terem premiado esses dois métodos (Z-Bus e MPICB), os mesmos apresentam algumas desvantagens. O Método Z-Bus só é eficiente se a matriz de admitância nodal é simétrica, ou seja, para sistemas que possuam transformadores defasadores de tensão, onde a matriz deixa de ser simétrica, esse método não pode ser utilizado. Quanto ao MPICB, salienta-se que o mesmo não diferencia injeção de corrente de carga e de geração em uma mesma barra, sendo que ele apenas é eficiente quando não existem geração e carga na mesma barra.

Quanto à compensação de perdas esta se mostrou como uma alternativa atrativa para que cada gerador supra a sua própria perda.

Além do disso, a utilização da representação do fasor tensão na forma retangular, tornou o cálculo da Perda Incremental por barra uma tarefa simples, caracterizando-se como uma contribuição eficiente desse trabalho.

## 5.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

O estudo das metodologias para alocação de perdas suscitou nas seguintes sugestões para prosseguimentos na pesquisa:

- Análise de questões relacionadas à distribuição das perdas entre usinas térmicas e hidroelétricas;
- Estudo dos impactos econômicos a serem provocadas na geração e na carga pela escolha de qualquer um dos métodos estudados;
- Aplicação dos estudos relacionados a perdas no planejamento energético, ou seja, na escolha de usinas geograficamente bem localizadas a fim de diminuir as perdas elétricas;

- Estudo da melhor localização da barra de folga de forma que a compensação das perdas seja eficiente para qualquer sistema.
- Estudo de nova metodologia para alocação de perdas baseada nas contribuições de curto-circuito trifásico.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIALEK, J; 1996. Tracing the Flow of Electricity. *IEEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, v. 143, n. 4(July), p. 313-320.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA; 2005. Manual de Treinamento para Operações dos Consumidores Livres na CCEE.

CHANG, Ya-Chin; LU, Chan-Nan; 2002. Bus-oriented transmission loss allocation. *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, v. 149, n. 4(July), p. 402-406.

CONEJO, Antonio J.; ARROYO, J. M.; ALGUACIL, N.; Guijarro, A. L.; 2002. Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 3(August), p. 571-576.

CONEJO, Antonio J.; GALIANA, Francisco D.; KOCKAR, Ivana; 2001. Z-Bus Loss Allocation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 1(February), p. 105-110.

CORTIANO, Fábio; 2006. *Análise e Desenvolvimento de Metodologias para Alocações de Serviços em S.E.P. Operando Segundo Modelo Pool-Bilateral*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Paraná.

ELGERD, Olle I (1984). *Introdução à teoria de sistemas de energia Elétrica*. McGraw Hill do Brasil.

FANG, W. L.; NGAN, H.W.; 2002. Succint method for allocation of network losses. *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, v. 149, n. 2(March), p. 171-174.

FERNANDES, Thelma S. P.; 2004. *Um Modelo de Despacho Ótimo de Potência para Sistemas Multi-Usuários*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

GALIANA, Francisco D.; CONEJO, Antonio J.; 2002. Incremental Transmission Loss Allocation Under Dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 1(February), p. 26-33.



HSIEH, Shih-Chieh; WANG, Hsin-Min; 2002. Allocation of Transmission Losses Based on Cooperative Game Theory and Current Injection Models. *IEEE ICIT'02*, Bangkok, Thailand, p. 850-853.

HUANG, Garng; ZHANG, H.; 1999. Transmission Loss Allocation and Pricing via Bilateral Energy Transactions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 1, p. 720-725.

MACQUEEN, C. N.; IRVING, M. R.; 1996. An Algorithm for the Allocation of Distribution System Demand and Energy Losses. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 1 (February), p. 338-343.

MAE/ONS; 2001. *Fatores de Perdas Aplicados na Medição do MAE – Conclusões e Recomendações*”, versão 4.0.

MEDEIROS, A. R.; SALGADO, A.; ZÜRN, H. Helmut. 2001. *Uma Metodologia de Fatores de Perdas Nodais Vias Teoria de Jogos*. XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (Outubro: Campinas, São Paulo, Brasil).

MEDEIROS, A. R.; SALGADO, A.; 2004. *Alocação de Perdas de Potência Ativa Baseada na Matriz de Admitância de Barra Modificada*. IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (Maio: Rio de Janeiro, Brasil).

MONTICELLI, Alcir; 1983. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. 1<sup>a</sup> ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda.

MOYANO, Carlos Fabian; 2001. *Um Estudo da Alocação de Perdas de Transmissão em Sistemas de Potência Desregulamentados*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

MUTALE, J.; STRBAC, G., JENKINS, N.; 2000. Allocation of losses in distribution systems with embedded generation. *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, v. 147, n. 1 (January), p. 7-14.

PADILHA, A.; LIMA, D. A.; MACEDO, W.; 2003. *Alocação de Perdas na Transmissão: Uma Comparação de Propostas*. XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (Outubro: Uberlândia, Brasil).

ROSS, George; TAO, Shu; 2000. A Physical-Flow-Based Approach to Allocating Transmission Losses in a Transaction Framework. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 15, n. 2 (May), p. 631-637.

SALGADO, R.S.; MOYANO, C. F., MEDEIROS, A. D.R. ;2003. Reviewing Strategies for Active Power Transmission Loss Allocation in Power Pool. *Electrical Power and Energy Systems* 26, 81-90.

UNSIHUAY, Clodomiro; SAAVEDRA, Osvaldo R.; 2003. Comparative Studies on Transmission Loss Allocation Methods for Comparative Electricity Markets. *IEEE Bologna PowerTech Conference*, June, p. 23-26.

ZOBIAN, Assef; LIĆ, Marija D.; 1997. Unbundling of Transmission and Ancillary Services Part I – Technical Issues. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 2(May), p. 539-548.

# ANEXO A – DADOS DOS SISTEMAS UTILIZADOS

## A.1 Introdução

Este anexo apresenta os dados relacionados aos sistemas de 5, 30 e 291 barras. Todos eles estão em pu na base 100 MVA.

## A.2 Dados do Sistema de 5 barras

Tabela A.1 – Dados das Barras

Barra	Tipo	Ângulo (Graus)	Tensão (pu)	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Pd (MW)	Qd (Mvar)
1	SW	0	1,060	0	0	0	0
2	PV	0	1,050	20,00	0	0	0
3	PQ	0	0	0	0	45,00	15,00
4	PQ	0	0	0	0	40,00	5,00
5	PQ	0	0	0	0	60,00	10,00

Tabela A.2 – Dados das Linhas

De	Para	r (pu)	x (pu)	bsh (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

### A.3 Dados do Sistema de 30 barras

Tabela A.3 – Dados das Barras

Barra	Tipo	Ângulo (Graus)	Tensão (pu)	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Pd (MW)	Qd (Mvar)
1	SW	0	1.0669	260,20	-17,05	0	0
2	PV	-5,48	1,0501	40,69	50,00	21,70	12,70
3	PQ	-7,96	1,0283	0	0	2,40	1,20
4	PQ	-9,62	1,0194	0	0	7,60	1,60
5	PQ	-14,37	1,0188	0	40,00	94,20	19,00
6	PQ	-11,34	1,0143	0	0	0	0
7	PQ	-13,12	1,0084	0	0	22,80	10,90
8	PQ	-12,10	1,0149	0	40,00	30,00	30,00
9	PQ	-14,38	1,0151	0	0	0	0
10	PQ	-15,97	0,9924	0	0	5,80	2,00
11	PQ	-14,39	1,0614	0	23,61	0	0
12	PQ	-15,24	1,0117	0	0	11,20	7,50
13	PQ	-15,24	1,0438	0	24,00	0	0
14	PQ	-16,13	0,9949	0	0	6,20	1,60
15	PQ	-16,22	0,9892	0	0	8,20	2,50
16	PQ	-15,83	0,9956	0	0	3,50	1,80
17	PQ	-16,14	0,9881	0	0	9,00	5,80
18	PQ	-16,82	0,9776	0	0	3,20	0,90
19	PQ	-17,00	0,9740	0	0	9,50	3,40
20	PQ	-16,80	0,9778	0	0	2,20	0,70
21	PQ	-16,42	0,9791	0	0	17,50	11,20
22	PQ	-16,41	0,9795	0	0	0	0
23	PQ	-16,61	0,9755	0	0	3,20	1,60
24	PQ	-16,78	0,9661	0	0	8,70	6,70
25	PQ	-16,35	0,9706	0	0	0	0
26	PQ	-16,77	0,9520	0	0	3,50	2,30
27	PQ	-15,82	0,9824	0	0	0	0
28	PQ	-11,97	1,0098	0	0	0	0
29	PQ	-17,06	0,9616	0	0	2,40	0,90
30	PQ	-17,94	0,9496	0	0	10,60	1,90

Tabela A.4 – Dados das Linhas

De	Para	r (pu)	x (pu)	bsh (pu)
1	2	0,0192	0,0575	0,0528
1	3	0,0452	0,1652	0,0408
2	4	0,0570	0,1737	0,0368
2	5	0,0472	0,1983	0,0418
2	6	0,0581	0,1763	0,0374
3	4	0,0132	0,0379	0,0084
4	6	0,0119	0,0414	0,0090
4	12	0	0,2560	0
5	7	0,0460	0,1160	0,0204
6	7	0,0267	0,0820	0,0170
6	8	0,0120	0,0420	0,0090
6	9	0	0,2080	0
6	10	0	0,5560	0
6	28	0,0169	0,0599	0,0130
8	28	0,0636	0,2000	0,0428
9	10	0	0,1100	0
9	11	0	0,2080	0
10	17	0,0324	0,0845	0
10	20	0,0936	0,2090	0
10	21	0,0348	0,0749	0
10	22	0,0727	0,1499	0
12	13	0	0,1400	0
12	14	0,1231	0,2559	0
12	15	0,0662	0,1304	0
12	16	0,0945	0,1987	0
14	15	0,2210	0,1997	0
15	18	0,1073	0,2185	0
15	23	0,1000	0,2020	0
16	17	0,0524	0,1923	0
18	19	0,0639	0,1292	0
19	20	0,0340	0,0680	0
21	22	0,0116	0,0236	0
22	24	0,1150	0,1790	0
23	24	0,1320	0,2700	0
24	25	0,1885	0,3292	0
25	26	0,2544	0,3800	0
25	27	0,1093	0,2087	0
27	29	0,2198	0,4153	0
27	30	0,3202	0,6027	0
28	27	0	0,3960	0
29	30	0,2399	0,4533	0

## A.4 Dados do Sistema de 291 barras

Tabela A.4 - Dados das Linhas de Transmissão e Transformadores

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)
546	511		3,270	
549	507		2,162	
549	552	0,140	1,820	102,20
550	549		10,780	
551	553		0,010	
551	611	0,630	3,610	11,750
551	1029	1,430	8,220	26,750
553	552	0,070	7,237	
553	1031	3,772	19,340	333,00
611	612	0,130	0,720	2,360
611	615	0,430	2,480	8,070
613	512		6,740	
613	612		23,430	
615	514		2,8250	
615	884	2,010	10,290	17,820
813	802		6,823	
813	803		6,823	
813	822	0,070	0,390	0,783
814	816	0,270	1,610	3,187
814	827	2,080	12,580	24,698
814	831	1,600	8,070	14,211
814	895	0,032	1,1460	
814	2359		6,500	
814	2359		6,500	
814	9814		0,010	
815	813	0,190	1,130	2,258
815	2368		17,850	
815	2368		17,600	
815	9342		40,830	
815	9342		40,510	
816	815	0,260	1,260	2,4310
816	819	0,340	1,640	3,160
816	821	0,510	2,620	4,540
816	822	0,300	1,820	3,624
816	2363		18,030	
816	2363		18,320	
816	9321		41,270	
816	9321		41,470	
816	9816		0,010	
817	804		4,840	
817	805		19,360	
817	819	1,270	6,380	11,175
817	820	1,480	7,560	13,268
817	2373		6,490	
817	9337		5,910	
818	820	0,230	1,100	2,127
818	2353	0,350	1,680	3,236

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>r(%)</b>	<b>x(%)</b>	<b>b<sup>s</sup>(%)</b>
818	9322		42,760	
818	9322		42,760	
819	2377	0,410	2,050	3,729
819	2387		18,840	
819	2387		19,030	
820	822	0,700	3,380	6,526
820	2401		19,110	
820	2401		18,810	
821	822		0,010	
821	960		0,010	0,033
821	2399	0,240	1,420	2,840
821	2402		18,860	
822	960		0,010	0,033
822	2353	0,380	1,880	3,629
822	2406		18,360	
823	835	8,180	16,510	4,285
823	836	5,540	22,610	6,215
823	2454	5,010	14,180	3,916
824	800		0,840	
824	801		3,360	
824	933	0,010	0,124	15,204
824	933	0,010	0,126	15,428
825	826	10,560	21,620	5,340
825	837	2,170	5,950	1,505
825	2420		35,970	
826	832	3,550	7,250	1,796
826	833	8,180	16,750	4,146
827	884	0,590	8,090	14,140
827	2423		6,390	
827	2423		6,360	
828	888	5,670	16,480	4,4760
829	830		10,910	
829	830		11,090	
829	831	0,420	2,120	3,820
829	884	2,630	13,520	22,765
830	833	1,150	2,380	0,586
830	2417	0,820	3,310	1,139
830	2439	1,160	3,540	0,871
832	836	5,540	22,610	6,215
834	934	2,444	12,650	221,71
834	943	0,977	4,708	8,077
834	2424	0,010	0,040	0,066
834	9330		54,080	
834	9331		99,360	
835	837	4,700	11,050	82,820
838	851	3,150	9,640	2,370
838	874	7,130	21,720	5,383
838	2463	3,850	11,630	2,933
839	840		6,640	
839	840		6,290	
839	840		6,700	

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>r(%)</b>	<b>x(%)</b>	<b>b<sup>s</sup>(%)</b>
839	898	1,130	6,990	12,620
839	1047	1,220	7,690	13,810
839	2458	0,220	1,090	1,860
839	2458	0,170	1,030	2,054
840	841	4,100	12,550	3,133
840	850	3,250	20,190	4,731
840	854	1,690	5,090	1,297
840	2457	1,910	5,970	1,580
840	2463	5,280	15,570	4,014
841	850	2,560	7,780	1,930
842	845	3,090	9,110	2,401
842	848	2,230	6,640	1,726
844	850	2,470	15,310	3,589
844	858	0,790	3,130	0,926
844	2498	0,610	1,860	0,460
845	853	3,640	11,130	2,742
845	855	4,720	13,730	3,727
846	847		6,360	
846	978		0,010	
847	849	4,780	14,600	3,600
847	851	3,970	12,140	2,990
847	1091	0,900	4,360	1,095
848	854	6,540	19,300	5,083
848	855	4,660	14,240	3,518
848	873		18,480	
849	857	4,640	9,500	2,350
850	858	4,940	15,860	4,088
852	853		20,530	
852	853		20,330	
852	1069	1,510	7,732	13,568
853	2442	3,400	10,380	2,558
853	9339		25,260	
854	2451		36,00	
854	2453	4,800	9,820	2,431
854	2457	0,840	2,710	0,740
856	810		1,400	
856	811		4,200	
856	933	0,052	0,654	80,493
856	1060	0,056	0,697	85,746
857	2453	0,230	0,470	0,117
859	869	6,710	14,180	3,300
859	870	2,870	6,070	1,410
860	866	2,580	7,530	2,029
860	871	0,860	1,770	0,435
860	2467		35,760	
860	9860	0,290	0,840	0,229
860	9860	0,290	0,840	0,229
861	869	8,840	18,760	4,324
861	871	5,670	11,990	2,780
861	874	9,140	19,400	4,470
862	865	4,720	13,730	3,727



<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>r(%)</b>	<b>x(%)</b>	<b>b<sup>s</sup>(%)</b>
862	874	4,740	13,820	3,739
863	866	4,710	13,690	3,713
863	874	4,450	13,590	3,350
864	2470	0,690	1,450	0,345
864	2473	0,770	1,790	0,466
864	2493	1,230	2,830	0,692
865	546	1,890	5,490	6,008
865	870	6,290	19,190	4,720
866	2469		35,930	
867	2473	3,550	7,640	1,821
867	2491	3,980	9,370	2,288
868	869		6,510	
868	869		6,650	
868	878	1,100	5,680	9,790
868	1031		0,010	
869	899	0,290	1,270	0,484
869	2470	0,740	2,140	0,585
869	2493	0,110	0,240	0,054
873	2452	7,620	20,230	0,346
874	2465	6,260	18,220	4,940
875	877	0,010	0,010	
875	2489	2,680	8,180	2,018
876	613	8,580	17,420	0,730
876	613	8,580	17,420	0,730
876	875		38,670	
876	875		37,870	
877	880	2,260	4,840	1,232
877	882	5,910	12,260	3,103
878	879		6,370	
878	879		6,380	
878	884	2,180	11,350	19,050
878	954	2,170	11,220	919,33
878	1028	0,575	3,3610	10,56
879	883	4,980	15,210	3,754
879	2483	1,200	3,400	0,86
879	2491	1,660	4,540	1,139
879	9879		0,010	
880	887	10,480	21,480	5,413
881	885	2,720	8,150	2,099
881	890	3,700	11,140	2,834
882	887	6,270	12,930	3,254
883	888	3,880	11,810	2,915
884	2485		6,720	
884	9333		7,400	
886	887		5,880	
886	887		6,330	
886	1028	0,310	1,820	3,725
887	892	0,980	2,150	0,542
887	894	1,330	3,680	1,122
889	890		6,710	
889	890		6,630	
889	1029		0,010	

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>r(%)</b>	<b>x(%)</b>	<b>b<sup>s</sup>(%)</b>
890	892	1,400	4,040	1,130
890	894	0,730	2,670	0,843
890	2486	0,330	1,320	0,712
890	2492	0,670	2,060	0,542
891	892	0,300	0,610	0,160
891	893		0,010	
892	9879	7,860	12,610	2,550
893	2492	1,110	3,090	0,566
896	897	0,050	0,730	78,060
897	808		1,020	1,024
897	809		4,080	1,024
897	1060	0,076	1,171	124,58
898	848		6,360	
898	1047	0,150	0,890	1,631
933	895	0,200	2,550	312,72
933	955	0,162	2,048	250,17
933	959	0,200	2,690	336,40
933	999	0,159	2,012	245,77
934	823		6,470	
934	829	3,460	18,070	30,150
934	933		0,031	1,207
934	1047	3,045	15,730	827,12
934	1047	3,041	15,710	827,09
934	9335		5,880	
938	959	0,127	1,603	195,89
954	860		6,590	
954	1031	1,514	7,836	13,486
954	1047	5,051	17,770	730,60
954	1047	4,668	17,780	30,609
955	938	0,255	2,922	360,40
959	895	0,050	0,440	47,580
960	834	2,210	11,470	519,69
960	959		0,032	1,163
960	959		0,031	1,166
960	1015	1,892	9,776	16,845
960	1015	1,895	9,704	17,029
978	1086	2,510	19,000	644,27
978	2458	0,590	7,630	33,406
999	66	0,001	0,010	1,135
999	66	0,001	0,010	1,135
999	66	0,001	0,010	1,135
999	1027	0,110	1,394	170,28
999	1060	0,154	1,940	236,97
1028	1027		0,039	1,272
1028	1027		0,020	1,219
1029	1028	0,425	2,5030	7,770
1047	852	1,629	8,344	14,643
1047	919		0,024	2,269
1047	920		6,809	
1047	921	0,108	3,391	
1047	922		6,782	
1047	1048	1,381	47,870	

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>r(%)</b>	<b>x(%)</b>	<b>b<sup>s</sup>(%)</b>
1047	1069	3,074	15,880	527,370
1048	2455	1,320	3,100	0,055
1060	925		0,008	1,136
1060	926		0,034	4,545
2351	2354	1,010	3,030	0,770
2353	2354		10,400	
2353	2354		10,870	
2353	9332		40,210	
2353	9332		40,180	
2355	2395	1,360	2,600	0,046
2355	2402	1,800	7,940	0,155
2355	2404	2,110	4,040	0,070
2355	2462	0,950	4,160	0,084
2356	2387	2,840	8,770	0,134
2356	2387	2,840	8,770	0,134
2356	2392	4,110	11,900	0,231
2356	2400	2,030	5,900	0,101
2356	2405	2,030	5,900	0,101
2356	2414	2,290	4,610	0,075
2357	2387	1,740	4,970	0,102
2357	2387	1,830	4,960	0,113
2357	2408	0,660	3,250	0,080
2358	2363	2,030	6,260	0,095
2358	2368	1,830	5,640	0,085
2358	2368	1,830	5,640	0,085
2358	2397	0,670	3,890	0,062
2358	2397	0,670	3,890	0,062
2358	2404	4,080	8,210	0,151
2358	2422	1,460	4,230	0,072
2359	2364	0,390	1,160	0,330
2359	2375	1,070	2,450	0,699
2359	2378	3,640	10,760	2,858
2359	2391	0,620	1,910	0,546
2360	2365	0,570	2,740	0,068
2360	2397	0,650	3,170	0,078
2361	2401	1,950	5,690	0,095
2361	2412	3,750	11,110	0,194
2362	2368	0,340	0,990	0,016
2362	2370	1,250	3,990	0,066
2362	2406	3,210	9,360	0,154
2363	2366	3,640	12,280	0,235
2363	2381	3,240	11,110	0,212
2363	2393	15,300	35,640	0,595
2363	2396	14,030	28,720	0,444
2363	2422	0,580	1,670	0,028
2364	2391	0,410	1,300	0,378
2365	2401	2,090	6,980	0,130
2365	2401	2,090	6,980	0,130
2365	2408	0,440	2,130	0,053
2366	2387	2,010	6,670	0,141
2367	2350	43,500	1,072	
2367	2374	6,480	13,430	0,204

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>r(%)</b>	<b>x(%)</b>	<b>b<sup>s</sup>(%)</b>
2368	2411	0,270	0,830	0,013
2369	2396	7,790	15,650	0,248
2369	2414	5,680	11,450	0,184
2371	2402	2,620	5,350	0,081
2371	2406	2,400	5,310	0,083
2372	2386	0,630	2,770	0,065
2372	2397	0,580	2,920	0,066
2373	2384	5,150	14,970	4,074
2373	2410	7,690	23,180	6,187
2374	2352		16,660	
2374	2376	11,010	22,030	0,36
2374	2397	31,030	54,940	0,854
2374	2397	31,030	54,940	0,854
2378	2389	4,650	14,210	3,497
2379	2390	4,410	12,920	3,567
2379	2410	0,810	2,900	0,938
2380	2382	14,430	42,420	0,800
2380	2401	1,170	5,510	0,089
2381	2387	1,790	6,410	0,143
2384	2390	2,470	7,190	1,969
2384	2416	0,190	0,830	0,317
2385	2407	1,070	2,800	0,070
2386	2394	0,310	1,400	0,039
2388	2401	3,830	11,130	0,190
2388	2402	2,400	6,990	0,111
2394	2401	0,660	3,020	0,084
2398	2401	3,560	10,700	0,170
2398	2401	3,560	10,700	0,170
2398	2409	7,120	6,390	0,088
2400	2401	1,900	5,510	0,094
2401	2407	1,700	4,920	0,079
2402	2403	2,870	8,370	0,134
2402	2406		0,100	
2402	2412	1,800	5,410	0,099
2403	2411	0,410	1,190	0,019
2405	2407	0,200	0,590	0,009
2406	2462	0,870	3,870	0,071
2417	9437	0,860	2,720	0,755
2417	9437	0,860	2,720	0,755
2418	2439	1,490	4,550	1,119
2420	2446	6,890	13,200	0,234
2421	2423	1,760	5,130	1,395
2423	2426	0,090	0,280	0,069
2423	2435		84,800	
2423	2440	0,570	1,750	0,437
2423	9323		82,960	
2425	2432	0,820	3,890	0,064
2428	2434	39,480	32,740	0,426
2431	2432		47,520	
2431	2432		48,120	
2431	2485	7,780	16,450	3,821

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>r(%)</b>	<b>x(%)</b>	<b>b<sup>s</sup>(%)</b>
2431	2485	5,240	15,230	4,136
2434	2435		45,40	
2436	9437	2,560	7,470	2,021
2436	9437	2,560	7,470	2,021
2446	2449	5,880	11,270	0,200
2448	2449	37,700	72,240	1,280
2448	9800		0,400	
2451	2456	75,370	76,950	1,040
2452	2455	13,480	24,730	0,385
2452	9800	19,820	60,560	0,031
2454	9800	18,520	53,920	0,915
2455	1061	17,970	42,210	0,760
2456	2469	64,380	65,730	0,890
2458	896		1,270	
2460	2468	3,850	11,190	3,039
2460	2484	1,090	3,170	0,862
2461	2471	2,650	5,640	0,081
2466	2471	37,740	39,930	0,500
2467	2471	3,170	6,430	0,101
2469	2471	37,040	37,820	0,510
2470	2484	2,703	8,340	2,055
2471	2464		94,670	
2485	2481	70,240	1,055	
2498	2499		13,670	
9333	2485		-0,820	
9333	9334		42,610	
9335	823		0,670	
9335	9336		38,100	
9337	2373		0,560	
9337	9338		38,340	
9339	9340		-1,500	
9339	9341		16,180	
9814	9816	0,270	1,610	3,187
9816	9815	0,340	1,710	3,003
831	9324		97,820	
9324	9325		-8,450	
9324	9326		39,120	
831	9424		98,020	
9424	9425		-8,780	
9424	9426		39,620	
829	9327		99,030	
9327	9328		-7,630	
9327	9329		37,600	
829	9427		97,980	
9427	9428		-8,550	
9427	9429		38,920	

Tabela A.2 - Dados das Barras de Carga

<b>Barra</b>	<b>Nome</b>	<b>Pd (MW)</b>	<b>Qd (Mvar)</b>	<b>Shunt (Mvar)</b>
66	IVAIPORA-525	-924,3	296,0	0
546	ROSANA---138	153,0	8,8	0
549	CAPIVARA-440	-572,7	-29,3	0
550	CAPIVARA-138	109,0	31,2	0
551	ASSIS--B-230	0,233	46,8	0
552	ASSIS----440	749,0	-203,5	-90,0
553	ASSIS-A--230	0	0	0
611	SALTGRD-Y230	0	0	0
612	SALTOGRDE230	0	0	0
613	SALTOGRDE-88	16,9	6,9	0
615	CHAVANTE-230	390,0	-32,7	0
813	GralhAzu-230	18,0	6,6	0
814	Bateias--230	0	0	0
815	CIndustr-230	0	0	0
816	CComprid-230	0	0	0
817	GPSouza--230	0	0	13,5
818	DISJoseP-230	0	0	0
819	Pilarzin-230	0	0	0
820	Uberaba--230	0	0	0
821	Umbara-2-230	0	0	0
822	Umbara-1-230	0	0	0
823	Areia----138	0	0	0
824	GBMunhoz-525	0	0	0
825	Guarapua-138	23,0	11,9	4,8
826	Irati----138	38,0	15,5	4,8
827	Jaguaria-230	0	0	0
828	Pitanga--138	22,2	11,3	2,4
829	PGrossaN-230	0	0	0
830	PGrossaN-138	0	0	0
831	PGrossaS-230	0	0	0
832	RioAzul--138	10,3	8,8	1,2
833	Sabara---138	18,0	8,8	4,8
834	SMateus--230	0	0	0
835	Socorro--138	10,9	3,2	0
836	UVitoria-138	40,5	25,0	9,6
837	VilaCarl-138	23,2	7,8	4,8
838	AChateau-138	20,8	9,7	2,4
839	Cascavel-230	0	0	0
840	Cascavel-138	30,5	9,3	2,4
841	CeuAzul--138	9,5	5,3	2,4
842	Vizinho--138	31,1	15,6	7,2
844	Figuacu--138	44,8	25,9	12
845	FBeltrao-138	35,3	13,6	4,8
846	Guaira---230	0	0	0
847	Guaira---138	14,6	6,7	2,4
848	FChopim--138	0	0	0
<b>Barra</b>	<b>Nome</b>	<b>Pd (MW)</b>	<b>Qd (Mvar)</b>	<b>Shunt (Mvar)</b>
849	MCRondon-138	29,1	18,0	4,8

850	Medianeis-138	40,3	18,4	7,2
851	Palotina-138	18,1	10,5	3,6
852	PBranco--230	0	0	0
853	PBranco--138	0	0	0
854	Pinheiro-138	44,4	16,0	7,2
855	Realeza--138	41,6	15,5	7,2
856	Segredo--525	0	0	0
857	Toledo---138	37,9	19,2	10,8
858	VYolanda-138	36,2	17,2	7,2
859	AlParana-138	18,1	10,4	2,4
860	CMourao--138	0	0	0
861	Cianorte-138	30,0	15,7	3,6
862	CGaucha--138	8,4	3,3	0
863	Goioere--138	14,8	6,3	4,8
864	JAlvorad-138	56,9	25,6	14,4
865	Loanda---138	19,6	9,8	0
866	Mambore--138	14,9	7,4	2,4
867	Mandagua-138	22,5	10,3	4,8
868	Maringa--230	0	0	0
869	Maringa--138	32,6	12,9	10,8
870	Paranava-138	33,4	12,7	7,2
871	SDumont--138	30,2	21,2	2,4
873	FChopim---69	0	0	0
874	Umuarama-138	45,5	21,0	7,2
875	Andira-B-138	18,8	13,0	4,8
876	Andira---88	0	0	0
877	Andira-A-138	0	0	0
878	Apucarana-230	0	0	0
879	Apucarana-138	29,2	18,4	7,2
880	Bandeira-138	16,1	8,4	2,4
881	BVParais-138	15,9	8,3	2,4
882	CProcopi-138	30,4	12,3	9,6
883	Faxinal--138	17,1	6,3	0
884	Figueira-230	0	0	0
885	Floresto-138	13,0	4,2	0
886	Ibipora--230	0	0	0
887	Ibipora--138	35,3	10,6	7,2
888	Ivaipora-138	20,7	8,3	2,4
889	LondrinaC-230	0	0	0
890	Londrina-138	63,0	37,5	14,4
891	RDavidsB-138	19,3	10,2	0
892	VeraCruz-138	30	20,6	19,2
893	RDavidsA-138	21,7	11,7	12
894	Palermo--138	27,7	13,5	4,8
895	Bateias--525	-436,2	-205,0	0
896	CascavOe-525	0	0	0
897	SCaxias--525	0	0	0
<b>Barra</b>	<b>Nome</b>	<b>Pd (MW)</b>	<b>Qd (Mvar)</b>	<b>Shunt (Mvar)</b>
898	FChopim--230	0	0	0
899	Horizont-138	37,6	14,3	0
933	Areia---525	5,3	0	0

934	Areia---230	0	0	0
938	Blumenau-525	937,0	-64,6	0
943	Canoinha-230	120,0	-9,3	0
954	CMourao--230	0	0	0
955	CNovos---525	815,0	-72,0	-100,0
959	Curitiba-525	4,4	0	0
960	Curitiba-230	0	0	0
978	Guaira-F-230	0	0	0
999	IvaiporE-525	3,1	0	0
1015	Joinvill-230	242,0	17,9	0
1027	Londrina-525	0	0	0
1028	LondrinE-230	0	0	0
1029	LondrinF-230	0	0	0
1031	MaringaF-230	0	0	0
1047	SOsorio--230	1,3	0	0
1048	SOsorio---69	1,3	0,8	0
1060	SSantiago-525	1539,0	8,2	0
1061	SSantiago-69	0,2	0	0
1069	Xanxere--230	388,0	-64,8	0
1086	Dourados-230	89,8	-22,3	27,0
1091	EldoradF-138	17,2	3,0	0
2351	Fazlguac-138	28,3	18,0	0
2353	CAssobio-230	0	0	0
2354	CAssobio-138	0	0	0
2355	Araucaria-69	47,3	23,4	4,8
2356	Atuba-----69	33,2	18,1	7,2
2357	Bacacheri-69	27,3	9,7	4,8
2358	Barigui---69	38,1	11,4	9,6
2359	Bateias--138	0	0	0
2360	Batel-----69	48,5	17,7	0
2361	Boqueirao-69	38,0	8,1	0
2362	BOSCH-----69	13,5	4,0	0
2363	CComprido-69	0	0	0
2364	CLargo---138	18,0	9,7	7,2
2365	Capanema--69	33,7	12,5	19,2
2366	CentroCur-69	18,5	14,9	9,6
2367	Chamine---69	0	0	0
2368	CIndustri-69	0	0	30
2369	Colombo---69	22,1	5,7	4,8
2370	COCELPA---69	9,0	2,7	0
2371	ULTRAFERT-69	19,0	7,2	0
2372	GERDAU----69	0,6	0	0
2373	GPSouza--138	0	0	0
2374	Guaricana-69	0	0	0
2375	ITAMBE---138	4,6	0,4	0
<b>Barra</b>	<b>Nome</b>	<b>Pd (MW)</b>	<b>Qd (Mvar)</b>	<b>Shunt (Mvar)</b>
2376	PIRIZAL---69	3,5	1,3	0
2377	CCPRB----230	16,1	0,1	0
2378	Lapa-----138	19,7	7,1	2,4
2379	Matinhos-138	9,6	7,4	12
2380	Guatupe---69	25,0	13,3	0



2381	Merces----69	48,1	33,0	9,6
2382	Morretes--69	11,0	3,9	2,4
2384	Paranagu-138	44,2	22,0	13,2
2385	Pinhais---69	17,5	6,5	0
2386	Parolin---69	39,6	14,4	4,8
2387	Pilarzinh-69	28,6	11,2	7,2
2388	PinheiriA-69	57,8	23,1	7,2
2389	TAF+Pien-138	29,4	13,1	0
2390	PLeste---138	11,8	5,1	2,4
2391	DICLargo-138	21,9	7,5	2,4
2392	4Barras---69	42,0	27,8	2,4
2393	CORN-PROD-69	7,0	0,3	0
2394	PLC+REF+D-69	10,6	3,6	0
2395	REPAR-----69	0,1	0	0
2396	RBranco---69	16,4	8,6	2,4
2397	SQuiteria-69	42,7	13,9	12
2398	SJPinhais-69	28,4	13,3	4,8
2399	SIGHURPOX230	61,2	22	0
2400	Taruma-L1-69	17,1	11,4	0
2401	Uberaba---69	43,7	16,2	16,8
2402	Umbara-A--69	0	0	0
2403	WMARTINS--69	0	0	0
2404	BERNECK---69	6,5	2,4	0
2405	Taruma-L2-69	24,6	16,9	4,8
2406	Umbara-B--69	0	0	0
2407	HUHTAMAKI-69	4,8	1,8	0
2408	AltGloria-69	41,1	24,2	0
2409	PROVIDENC-69	9,7	5,4	0
2410	Guaratub-138	22,4	13,7	4,8
2411	KRAF+NEWH-69	11,4	4,3	0
2412	Tatu+Furu-69	15,7	6,6	4,8
414	Guaraitub-69	14,9	5,3	0
2416	Porto----138	25,2	10,5	0
2417	Belem----138	15,2	7,3	0
2418	Castro---138	26,7	10,4	4,8
2420	Guarapuav-69	0	0	0
2421	INPACEL--138	32,8	7,7	0
2422	VOLVO-----69	4,0	1,2	0
2423	Jaguaria-138	0	0	0
2424	XISTO----230	14,0	4,5	0
2425	KLABIN----69	51,0	18,8	0
2426	PISA-----138	78,3	7,6	0
2428	Senges----69	7,2	4,0	0
<b>Barra</b>	<b>Nome</b>	<b>Pd (MW)</b>	<b>Qd (Mvar)</b>	<b>Shunt (Mvar)</b>
2429	SiCampos-138	20,6	12,0	2,4
2431	TelBorba-138	30,5	8,4	0
2432	TelBorba--69	28,6	8,3	40
2434	Jaguariai-69	0	0	0
2435	Jaguariai-34	9,0	3,4	0
2436	Palmeira-138	13,4	6,3	2,4
2439	BATAVIA--138	6,1	2,2	0

2440	PLACA-JGI138	10,8	0,9	0
2442	Cleveland-138	21,2	11,3	2,4
2446	CER+FOC---69	2,4	0,9	0
2448	Laranjei--69	17,4	8,0	2,4
2449	MSMARIA---69	13,8	1,0	0
2451	Pinheiros-69	0	0	0
2452	Qlguacu---69	12,8	4,0	2,4
2453	SADIA----138	17,9	6,5	0
2454	CSEGREDO--69	12,3	3,2	2,4
2455	SOsorio-Y-69	0	0	0
2456	Ubirata---69	16,7	6,6	3,6
2457	Olimpico-138	33,4	14,9	0
2458	CascavOe-230	0	0	0
2460	AALEGRE--138	4	1,6	0
2461	SaltNatal-69	0	0	0
2462	PCONDGAS--69	0	0	0
2463	COPACOL--138	6,3	2,2	0
2464	Mourao-----2	6,1	1,8	0
2465	Altonia--138	10,9	3,4	0
2466	BarFerraz-69	11,0	8,5	0
2467	CMourao---69	0	0	0
2468	Colorado-138	14,5	7,0	2,4
2469	Mambore---69	0	0	0
2470	Maringa3-138	0	0	0
2471	Mourao----69	0	0	0
2473	JTropica-138	24,2	9,7	0
2481	Figueira---6	0	0	0
2483	Araponga-138	51,4	29,6	4,8
2484	Astorga--138	18,1	7,3	2,4
2485	Figueira-138	0	0	0
2486	JBandeir-138	31,2	17,7	4,8
2489	SAPlatin-138	17,1	5,9	4,8
2491	CristoRei138	16,5	5,1	0
2492	DXT+ATLAS138	7,1	2,9	0
2493	COCAMAR--138	12,4	4,3	0
2498	AcarayCF-138	0	0	0
2499	Acaray-CF-11	0	0	0
9321	CComprido-13	31,3	11,0	2,4
9322	DIND-SJP--13	11,5	3,2	0
9323	Jaguariai-13	9,0	3,8	0
9324	pgs-----T1	0	0	0
<b>Barra</b>	<b>Nome</b>	<b>Pd (MW)</b>	<b>Qd (Mvar)</b>	<b>Shunt (Mvar)</b>
9325	pgs----34T1	22,0	10,0	9,6
9326	pgs----13T1	0	0	0
9424	pgs-----T2	0	0	0
9425	pgs----34T2	22,0	10,0	9,6
9426	pgs----13T1	0	0	0
9327	pgn-----T1	0	0	0
9328	pgn----34T1	7,0	2,0	2,4
9329	pgn----13T1	0	0	0
9427	pgn-----T2	0	0	0

9428	pgn-----34T2	30,0	5,0	9,6
9429	pgn-----13T2	4,2	2,0	4,8
9330	SaoMateus-34	7,3	2,5	0
9331	SaoMateus-13	4,8	1,7	0
9332	CASSOBIO--13	20,0	8,5	0
9333	Figueira-FIC	0	0	0
9334	Figueira--13	16,3	10,4	0
9335	Areia----FIC	0	0	0
9336	Areia-----13	2,2	0,6	0
9337	GPSouza--FIC	0	0	0
9338	GPSouza---13	3,8	1,1	0
9339	PBranco--FIC	0	0	0
9340	PBranco---34	16,3	6,2	0
9341	PBranco---13	22,7	9,9	9,6
9342	CIndustri-13	45,8	28,0	7,2
9437	MASISA---138	17,5	6,3	0
9800	LARANJ-Y--69	0	0	0
9814	BateiasF-230	0	0	0
9815	BateiasT-230	0	0	0
9816	CCompriF-230	0	0	0
9860	COAMO----138	8,0	0,6	0
9879	ApucaraF-138	0	0	0

Tabela A.3 - Dados das Barras de Geração

<b>Barra</b>	<b>Nome</b>	<b>Pg (MW)</b>	<b>Qg<sub>mín</sub> (Mvar)</b>	<b>Qg<sub>máx</sub> (Mvar)</b>
507	CAPIVARA-4GR	580,0	-308,0	308,0
511	ROSANA---4GR	372,0	-144,0	144,0
512	S.GRANDE-4GR	70,0	-32,0	42,6
514	Chavante-4GR	400,0	-200,0	200,0
800	GBMunhoz-4GR	1500,0	-800,0	800,0
801	GBMunhoz-0CS	0	0	0
804	GPSouza—4GR	260,0	-120,0	138,0
805	GPSouza—0CS	0	0	0
802	AraucarG-0GR	0	0	0
803	AraucarV-0GR	0	0	0
808	SCaxias--4GR	1210,0	-600,0	600,0
809	SCaxias--0CS	0	0	0
810	GNBraga--3GR	940,0	-300,0	399,0
811	GNBraga--0CS	0	0	0
919	SOsor1a4-3GR	540,0	-111,0	165,0
920	SOsor1a4-1CS	0	0	0
921	SOsor5e6-2GR	340,0	-168,0	168,0
922	SOsor5e6-0CS	0	0	0
925	SSantiag-4GR	1200,0	-440,0	420,0
926	SSantiag-0CS	0	0	0
2350	Chamine----6	11,6	-3,6	3,6
2352	Guaricana--6	13,6	-14	14

# **ANEXO B – REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO SISTEMA UTILIZADO**

## **B.1 Introdução**

Este apêndice apresenta graficamente o sistema interligado da Região Sul, o sistema da COPEL e o sistema da região de Curitiba.

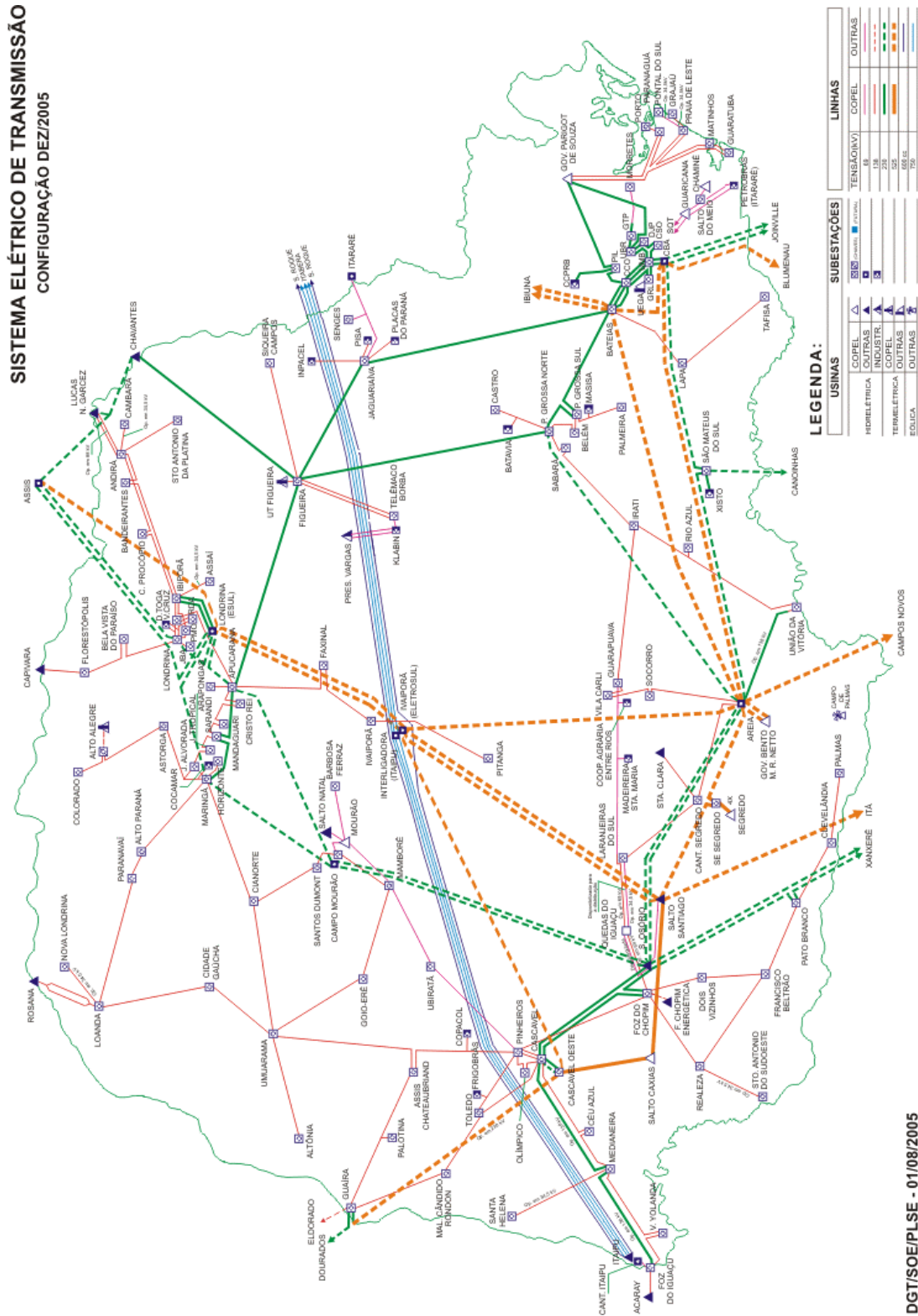
## B.2 Sistema da Região Sul

Neste mapa está representada a Rede Básica da Região Sul e suas interligações com as outras regiões do Brasil.



### B.3 Sistema da COPEL

Neste mapa está representado o sistema elétrico dentro do Estado do Paraná.



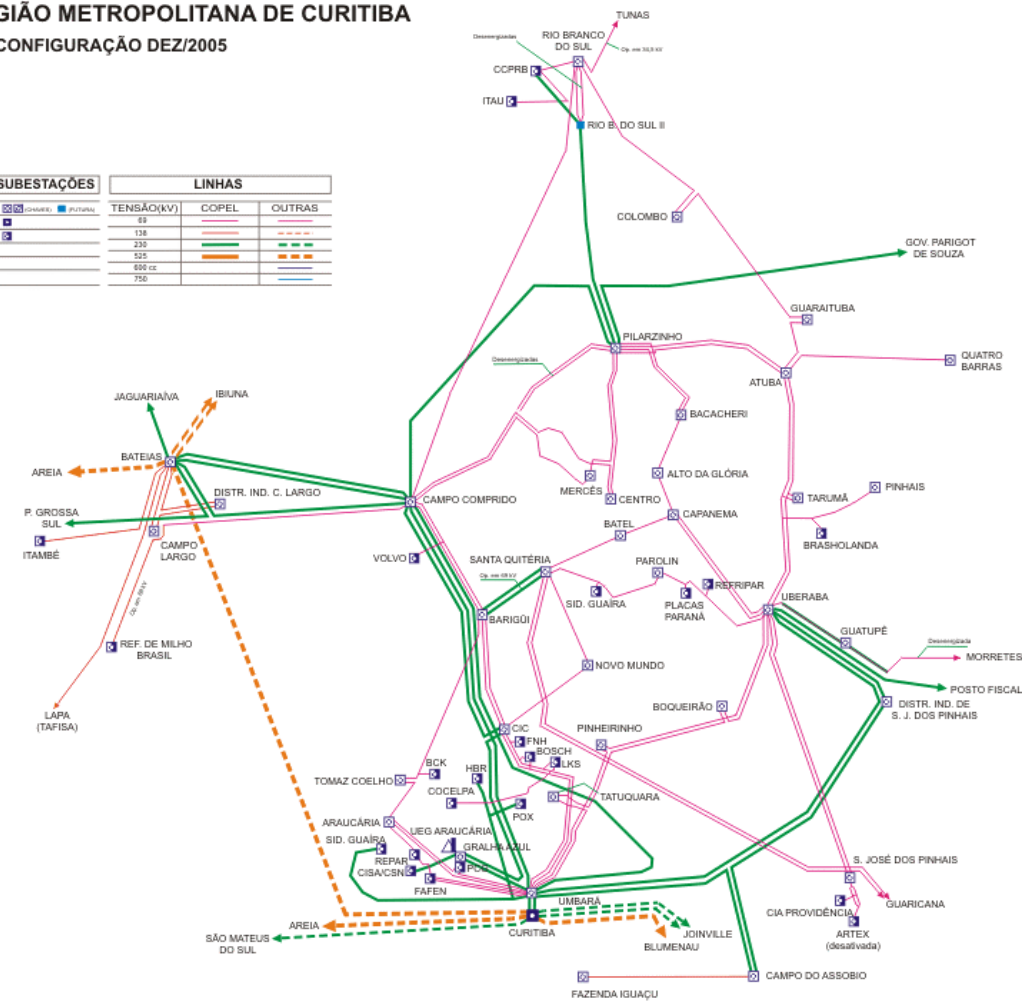
### B.4 Sistema da Região de Curitiba

Neste mapa está representado o sistema elétrico da COPEL na região de Curitiba. As áreas 3 e 6 estão situadas nesta região.

**DETALHE DA REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA**  
CONFIGURAÇÃO DEZ/2005

**LEGENDA:**

USINAS		SUBESTAÇÕES		LINHAS	
HIDRELÉTRICA	COPEL	COPEL	OUTRAS	TENSÃO(KV)	
	OUTRAS			69	
INDUSTRIAL	COPEL			138	
	OUTRAS			230	
TERMELÉTRICA	COPEL			330	
	OUTRAS			500 cc	
EÓLICA	OUTRAS			750	



DGT/SOE/PLSE - 01/08/2005