



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Alocação de perdas em
redes de transmissão**

Delberis Araujo Lima

Ilha Solteira - SP

1210001419



Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"

Faculdade de Engenharia – Campus de Ilha Solteira

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

ALOCAÇÃO DE PERDAS EM REDES DE TRANSMISSÃO

Proc. 053/2003-NPD 161

UNESP - "CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA"	
SERVIÇO TÉCN. DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO	
DATA DE CHEGADA	DATA DE TOMBO
02.09.03	30.09.03
REGISTRADO POR	TOMBO
Alciza	Te. 1419
AQUISIÇÃO	CLASSIFICAÇÃO
Ilha Solteira Anta R\$ 10,00	L732a

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

1210001419



Autor : Delberis Araujo Lima

Orientador: Antonio Padilha Feltrin

Ilha Solteira - SP

Agosto de 2003

BCpIS - FEIS - UNESP

FICHA CATALOGRÁFICA

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

L732a Lima, Delberis Araujo
Alocação de perdas em redes de transmissão / Delberis Araujo Lima. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2003
xii, 107 p. il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2003.

Orientador: Antonio Padilha Feltrin

Bibliografia: p. 68-71

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Energia elétrica - Transmissão. 3. Energia elétrica - Planejamento. 4. Energia elétrica - Transmissão - Perdas.

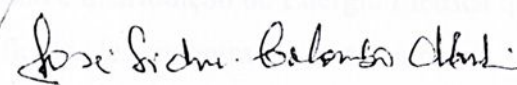
Alocação de perdas em redes de transmissão

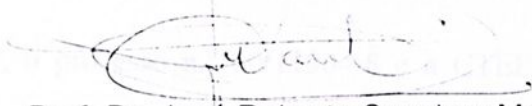
Delberis Araujo Lima

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

COMISSÃO EXAMINADORA:


Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin – orientador


Prof. Dr. José Sidnei Colombo Martini


Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani

Ilha Solteira-SP, julho de 2003.

BCpIS - FEIS - UNESP

Agradecimentos

Agradeço a Deus pela força, saúde e sabedoria para enfrentar as adversidades e conduzir este trabalho até o fim.

Agradeço a meus pais Antônio Araujo Lima Primo, Maria do Carmo dos Santos Lima e minha família pelo incondicional apoio ao longo de minha vida e em especial neste trabalho.

A Daniela e a meus amigos que sempre estiveram a meu lado nas grandes conquistas e nas horas mais difíceis.

Aos colegas, amigos e Professores do Departamento de Engenharia Elétrica e do Laboratório de Transmissão e distribuição de Energia Elétrica que sempre se mostraram dispostos a ajudar nas dificuldades encontradas no trabalho.

Ao professor Antonio Padilha Feltrin pela orientação e confiança depositada neste trabalho.

A FAPESP, o processo n.º 00/11904-8 e a CTEEP, projeto T-65 pelo apoio financeiro.

Aos colegas da CTEEP Waldecy, Marcos, Praça e Luís Roberto que auxiliaram na execução e desenvolvimento deste trabalho.

BCpIS - FEIS - UNESP



Resumo

Neste trabalho apresenta-se uma análise de desempenho dos principais métodos de Alocação de Perdas para geradores e cargas. As perdas elétricas podem atingir valores de dezenas de milhões de dólares em redes de transmissão como, por exemplo, o sistema interligado brasileiro. Além deste fato, existem muitos agentes livres, geradores e cargas, conectados à rede de transmissão que tem responsabilidades pelas perdas elétricas. Estes fatos, dentre outros, levam a necessidade de realização de uma alocação de perdas para geradores e cargas. São discutidos dois métodos baseados na técnica Pro-Rata, dois procedimentos baseados em técnica incremental, um método baseado em participação proporcional e mais um método baseado na teoria de circuitos elétricos. Os algoritmos são testados, primeiramente, com exemplos didáticos de fácil verificação de potencialidades e desvantagens, para em seguida avaliar resultados com sistemas de porte maior (IEEE 118) (SISTEMA SUL-SUDESTE BRASILEIRO). Os resultados apresentados e discutidos verificam: a localização e a magnitude de geradores e cargas; a possibilidade de se ter agentes bem ou mal localizados em cada configuração da rede; o desempenho com alterações na rede elétrica; e o comportamento discriminatório. Após uma análise exaustiva de casos, sugere-se realizar os estudos de alocação de perdas com mais de um método. Um método para alocar custos para geradores e cargas,

e outro método para uso do operador do sistema e empresas de transmissão a fim de obter informações sobre situações de operação e em expansões. A indicação é do Pro-Rata baseado na potência para alocar custos aos agentes e do Z-bus para avaliar as perdas em diferentes situações de operação e expansão.

of the operators of the system and transmission companies in order to obtain information about operation, decisions and in expansions. The indication is of the Pro-Rata based on the power to allocate costs to the agents and of 2-4-6 as available for losses in different operation situations and expansion.

Abstract

An analysis of the principal methods of transmission loss allocation method for generators and loads is presented. The losses can reach values of dozens of million of dollars in transmission systems as, for example, the Brazilian interlinked system. In addition, there are many free agents, generators and loads, connected to the transmission system that has responsibilities for electrical losses. These facts, among others, take the need of accomplishment of loss allocation for generators and loads. Two methods based on the pro-rata technique, two marginal procedures, one method based on proportional sharing and one more method based on the theory of electric circuits are discussed. The algorithms are tested, firstly, with didactic systems for easy verification of potentialities and disadvantages, following of a result evaluations with the large systems (IEEE 118) (SUL-SUDESTE BRASILEIRO). The presented and discussed results consider: the location and the magnitude of generators and loads; the possibility of having agents well or badly located in each configuration of the net; the performance when variations in the network happen; and the discriminatory behavior. After an exhausting analysis of cases, it is suggested to accomplish the studies of loss allocation with more than one method. A method to allocate costs for generators and loads, and other method for use



Sumário

Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Abstract.....	vi
Índice de Figuras:.....	ix
Índice de Tabelas:	xi
1 – Introdução	1
2 –Revisão dos Principais Métodos de Alocação de Perdas.....	6
2.1-Introdução	6
2.1.1— Método de Alocação de Perdas utilizando técnica Pro-Rata baseado na injeção de potência (Pro-Rata (P)).	8
2.1.2 – Método de alocação de perdas utilizando técnica Pro-Rata baseado na injeção de corrente (Pro-Rata (I)).	9
2.1.3– Método de alocação de perdas utilizando técnica da divisão proporcional (PS).....	10
2.1.4– Método de alocação de perdas utilizando método incremental (ITL).....	13
2.1.5– Método de alocação de perdas utilizando métodos incrementais sem subsídios (ITLPOS).....	15
2.1.6– Método alocação de perdas utilizando a matriz Z-bus (Z-bus).....	18
3 – Análise de Desempenho.....	22
3.1 – Resultados com o Sistema IEEE 14.	24
3.2 – Resultados com o sistema de 5 barras (REDE5).....	31
3.3 – Resultados com o Sistema IEEE118.	37
3.4 – Resultados com o Sistema Sul Sudeste Brasileiro.	46
4 – Conclusões	66
5 –Referências Bibliográficas.....	68
Apêndice A – Sistema IEEE 14.....	72
Apêndice B – Rede 5	73
Apêndice C – IEEE 118.....	74
Apêndice D – Representação do Sistema Sul Sudeste	92
Apêndice E – Resultados Visuais.	106
Apêndice F – Cópia do Artigo SNPTE.....	107



Índice de Figuras:

<u>Figura 2.1</u> : Princípio da divisão proporcional.....	10
<u>Figura 3.1</u> : Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.1.....	28
<u>Figura 3.2</u> : Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.2.....	29
<u>Figura 3.3</u> : Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.3.....	30
<u>Figura 3.4</u> : Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.4.....	33
<u>Figura 3.5</u> : Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.5.....	34
<u>Figura 3.6</u> : Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.6.....	35
<u>Figura 3.7</u> : Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.7.....	36
<u>Figura 3.8</u> : Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.8.....	41
<u>Figura 3.9</u> : Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.9.....	42
<u>Figura 3.10</u> : Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.10.....	43
<u>Figura 3.11</u> : Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.11.....	44
<u>Figura 3.12</u> : Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.12.....	45
<u>Figura 3.13</u> : Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.13.....	54
<u>Figura 3.14</u> : Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.14.....	55
<u>Figura 3.15</u> : Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.15.....	56



<u>Figura 3.16:</u> Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.16.....	57
<u>Figura 3.17:</u> Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.17.....	58
<u>Figura 3.18:</u> Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.18.....	59
<u>Figura 3.19:</u> Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.19.....	60
<u>Figura 3.20:</u> Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.20.....	61
<u>Figura 3.21:</u> Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.21.....	62
<u>Figura 3.22:</u> Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.22.....	63
<u>Figura 3.23:</u> Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.23.....	64
<u>Figura 3.24:</u> Ilustração do custo das Perdas para os dados da tabela 3.24.....	65

Índice de Tabelas

Tabela 1.1: Percentual de Perdas elétricas com relação à potência gerada e consumida no Sistema.....	3
Tabela 1.2: Percentual de Perdas elétricas para a rede CTEEP com relação à potência gerada e consumida no Sistema.....	4
Tabela 3.1: Custos alocados das Perdas no Sistema IEEE 14 por barra.....	25
Tabela 3.2: Custos das Perdas para o Sistema IEEE 14 barras modificado com gerador de 20 MW na barra 8.....	26
Tabela 3.3: Custos das Perdas para o Sistema IEEE 14 barras modificado com gerador de 100 MW na barra 8.....	27
Tabela 3.4: Alocação dos custos de Perdas no IEEE 14 com base $(1-\alpha)=1,0$	32
Tabela 3.5: Alocação dos custos de Perdas no IEEE 14 com base $(1-\alpha)=0,7$ e $(2-\alpha)=1,0$	32
Tabela 3.6: Alocação dos custos de Perdas no IEEE 14 com base $(1-\alpha)=1,0$	32
Tabela 3.7: Alocação dos custos de Perdas no IEEE 14 com base $(1-\alpha)=1,1$ e capacidade de 100 MW na barra 1.....	32
Tabela 3.8: Custos alocados para as barras com geradores do Sistema IEEE-118 com base.....	38

Índice de Tabelas:

Tabela 1.1: Percentual de Perdas elétricas com relação a potência gerada e consumida no Sistema.....	3
Tabela 1.2: Percentual de Perdas elétricas para a rede CTEEP com relação a potência gerada e consumida no Sistema.....	4
Tabela 3.1: Custos alocados das Perdas no Sistema IEEE 14 para o caso base.....	25
Tabela 3.2: Custos das Perdas para o Sistema IEEE-14 barras modificado com gerador de 50 MW na barra 8.....	26
Tabela 3.2: Custos das Perdas para o Sistema IEEE-14 barras modificado com gerador de 100 MW na barra 8.....	27
Tabela 3.4 : Alocação dos custos de Perdas no REDE5 (caso base $t_1=t_2=1,0$).....	32
Tabela 3.5 : Alocação dos custos de Perdas no REDE5 ($t_1=0,9$ e $t_2=1,0$).....	32
Tabela 3.6 : Alocação dos custos de Perdas no REDE5 ($t_1=t_2=1,1$).....	32
Tabela 3.7 : Alocação dos custos de Perdas no REDE5 ($t_1=t_2=1,1$ e capacitor de 100 Mvar na barra 1).....	32
Tabela 3.8: Custos alocados para a barras com geradores do Sistema IEEE-118 (caso base).....	38



Tabela 3.9: Custos alocados para barras com geração do Sistema IEEE-118 (gerador de 85 MW para 95 MW na barra 12).....	38
Tabela 3.10: Custos alocados para barras com geração do Sistema IEEE-118 (gerador de 85 MW 75 MW na barra 12).....	39
Tabela 3.11: Custos alocados para barras com geradores do Sistema IEEE-118 (aumento de carga em 67 de 28 MW para 38 MW).....	39
Tabela 3.12: Custos alocados para a região em torno da barra 12 do Sistema IEEE-118 (diminuição da carga em 67 de 28 MW para 18 MW).....	40
Tabela 3.13: Custos alocados para a região em torno da barra 192 (caso base – carga leve).....	47
Tabela 3.14: Custos alocados para a região em torno da barra 192 (incremento de 400 MW na barra 192 – carga leve).....	47
Tabela 3.15: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (caso base – carga leve).....	49
Tabela 3.16: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (incremento de 400 MW na barra 1196 – carga leve).....	49
Tabela 3.17: Custos alocados para a região em torno da barra 192 (caso base – carga média).....	50
Tabela 3.18: Custos alocados para a região em torno da barra 192 (incremento de 400 MW na barra 192 – carga média).....	50
Tabela 3.19: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (caso base – carga média).....	51
Tabela 3.20: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (incremento de 400 MW na barra 1196 – carga média).....	51
Tabela 3.21: Custos alocados para a região em torno da barra 192 (caso base – carga pesada).....	52
Tabela 3.22: Custos alocados para a região em torno da barra 192 (incremento de 400 MW na barra 192 – carga pesada).....	52
Tabela 3.23: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (caso base – carga pesada).....	53
Tabela 3.24: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (incremento de 400 MW na barra 1196 – carga pesada).....	53



1 – Introdução

A competição nos sistemas de potência elétrica surgiu baseada na busca de eficiência, tentando com, isto acarretar menor custo ao consumidor final. Certas particularidades destes sistemas, porém, independem da competição total entre os diversos agentes. Energia elétrica não é uma mercadoria trivial. As novas propostas levaram a desverticalização dos sistemas de potência, que transformaram os sistemas com empresas de geração, transmissão e distribuição em empresas com geração, outras com transmissão e ainda outras com distribuição e comercialização. Estas últimas podem ser divididas em empresas somente com distribuição e outras somente com comercialização. Neste novo ambiente, as empresas que possuem a geração operam de maneira desregulamentada e enfrentam competição, as empresas de transmissão e aquelas de distribuição enfrentam uma forte regulamentação e trabalham em um monopólio natural, já as empresas de comercialização operam de forma desregulamentada e enfrentam competição.

Diferentes estruturas de mercado de energia têm sido adotadas em diferentes países, mas nenhuma conseguiu ainda resolver satisfatoriamente certos conflitos [1]:

- ❑ Como forte competição e preços baixos não levam à perda de qualidade.
- ❑ Como estabelecer condições de operação com competição sem que isto não degrade as margens de estabilidade de tensão (instabilidade devido a problema de suporte de potência reativa) e ângulo de tensão (instabilidade transitória).
- ❑ Como gerenciar o sistema de transmissão de forma que possa acontecer de fato competição.

Levando em conta este último item, pode-se observar vários problemas como por exemplo, o fato que a transmissão de energia entre dois pontos é limitada por restrições de segurança. Outros aspectos levam a pensar como as perdas da transmissão serão cobradas dos diversos agentes.

Em sistemas elétricos desregulamentados, novas maneiras de operação e planejamento são necessárias. Conhecer quanto cada gerador contribui para suprir uma determinada carga pode ter uma grande importância nos estudos dos sistemas elétricos sob competição. Fatores de participação de geradores tem sido buscados com o intuito de obtenção do caminho percorrido pelo fluxo de potência e portanto determinar o uso da rede de transmissão, porém isto ainda não foi satisfatoriamente resolvido. Uma vez resolvido o problema da contribuição de cada gerador para fluxos, ainda resta o problema de determinar a parte das perdas elétricas que seriam de responsabilidade de determinados geradores e cargas. Como é conhecido, as perdas elétricas são funções não lineares dos fluxos nas linhas e isto não permite calcular qual é a exata contribuição de um gerador ou carga para as perdas elétricas no sistema. infelizmente, as perdas elétricas podem representar somas elevadas em determinados sistemas elétricos. Alguns autores estimam que as perdas na transmissão estão na faixa de 5 a 10% da potência gerada. No sistema interligado Sul Sudeste Brasileiro as perdas elétricas na transmissão estão em torno de 4%, que pode atingir algumas dezenas de milhões milhões de dólares por ano. Em termos de consumo, em julho de 2003 foi de 30.000 MW (valores médios) na região Sudeste e Centro Oeste [2].

Tradicionalmente as redes elétricas são analisadas considerando-se três cenários de carga, ou seja, leve, média e pesada. Na tabela 1.1 são mostrados as potências geradas e consumidas para cada um destes cenários e os valores calculados das perdas elétricas, para o sistema Sul-Sudeste/Centro-Oeste brasileiro.



Tabela 1.1: Percentual de perdas elétricas com relação a potência gerada e consumida no sistema Sul-Sudeste e Centro Oeste Brasileiro.

Carga Leve (MW)				
PGTOT (MW)	PCTOT (MW)	L (MW)	L/PGTOT (%)	L/PCTOT (%)
32810	31781	1029	3.1	3.2
Carga Média (MW)				
PGTOT (MW)	PCTOT (MW)	L (MW)	L/PGTOT (%)	L/PCTOT (%)
41352	39579	1773	4.3	4.5
Carga Pesada (MW)				
PGTOT (MW)	PCTOT (MW)	L (MW)	L/PGTOT (%)	L/PCTOT (%)
48141	45938	2203	4.6	4.8

Sendo:

PGTOT – Potência ativa gerada para o sistema Interligado Sul-Sudeste e Centro Oeste.

PCTOT – Potência ativa consumida para o sistema Interligado Sul-Sudeste e Centro Oeste.

L – Perdas elétricas para o sistema Interligado Sul-Sudeste e Centro Oeste.

A partir dos resultados obtidos pode-se calcular o custo anual das perdas elétricas considerando carga média do sistema, um custo de 13.13 R\$/MWh (preço do MAE para julho de 2003 para regiões Sudeste/Centro Oeste [3]) e que 1 dólar equivale a 3 reais:

$$\text{Custo de perdas médias anuais} = 1773 \cdot 24 \cdot 366 \cdot 13.13 / 3 = 68.2 \text{ milhões de dólares}$$

As perdas elétricas contabilizadas na rede de propriedade da CTEEP (Companhia de Transmissão Energia Elétrica Paulista) para as mesmas condições de carga da tabela 1.1 são apresentadas na tabela 1.2.



Tabela 1.2: Percentual de perdas elétricas para a rede CTEEP com relação a potência gerada e consumida no sistema.

Carga Leve (MW)		
L (MW)	L (CTEEP) (MW)	L(CTEEP)/L (%)
1029	178.8	17.4
Carga Média (MW)		
L (MW)	L (CTEEP) (MW)	L(CTEEP)/L (%)
1773	296.6	16.7
Carga Pesada (MW)		
L (MW)	L (CTEEP) (MW)	L(CTEEP)/L (%)
2203	391.6	17.7

Sendo:

L (CTEEP) – Perdas elétricas para a rede CTEEP.

As perdas elétricas anuais para rede da CTEEP considerando carga média:

Custo de perdas médias anuais (CTEEP) = $68.2 \cdot 10^6 \cdot 0.167 = 11.38$ milhões de dólares

Perdas elétricas representam o montante de energia elétrica do sistema que é gerado e não é consumido. Obviamente este montante deve ser dividido entre agentes que utilizam a rede elétrica: Geradores e Cargas. Às empresas de transmissão e o operador do sistema podem propor soluções que apontem para melhor localização de geradores em futuras expansões, com o indicativo de melhorar o uso da rede e obter redução de custos para os agentes.

Neste cenário, bons processos de Alocação de perdas são fundamentais para determinar como este custo extra pode ser distribuído e como a rede elétrica deve ser planejada e operada.

Este trabalho esta organizado da seguinte forma:

- No capítulo II estão apresentados os principais métodos de alocação de perdas utilizados, métodos pro-rata, proporcionais, incrementais e baseado em matriz de



rede. Esses métodos foram escolhidos devido ao grande interesse demonstrado entre os pesquisadores e empresas de energia elétrica.

- No capítulo III estão mostrados os testes realizados e discutidos para os diferentes métodos de Alocação de perdas utilizados. Os sistemas utilizados foram, REDE 5 barras, IEEE 14 barras, IEEE 118 barras e sistema Sul-Sudeste brasileiro.
- No capítulo IV estão as conclusões do trabalho desenvolvido, e as sugestões para futuras pesquisas.



2 –Revisão dos Principais Métodos de Alocação de Perdas

2.1-Introdução

O estudo da alocação de perdas tem como meta avaliar a contribuição individual dos geradores e cargas para as perdas de transmissão. Os principais métodos são descritos em [4], [5], [6], [7], [8],[9],[10],[11].

Neste capítulo serão apresentados seis métodos de alocação de perdas. O método de Alocação de perdas utilizando a técnica Pro-Rata (P) e (I), ou seja, o método pode ser desenvolvido baseado na injeção de potência ou na injeção de corrente respectivamente, o método de Alocação de perdas através da técnica de divisão proporcional (PS), o método incremental de alocação de perdas (ITL), outro método incremental que evita Alocação negativa (ITLPOS) e o método de Alocação de perdas utilizando a matriz Z-bus (Z-bus).

Em muitos países do mundo o mercado fornecedor de eletricidade tem sido submetido a profundas mudanças. Essas mudanças ocorrem de muitas formas,

(separação de geração, transmissão e distribuição dos serviços públicos e introdução do mercado de eletricidade) com o objetivo de introduzir a competição e reduzir as tarifas para o consumidor.

Afim de estimular a competição reduzindo perdas nas redes, as empresas de transmissão devem ser planejadas e operadas conhecendo o impacto de geradores e cargas na soma total das perdas elétricas, e como cada um destes agentes podem contribuir para melhorar o desempenho global.

Os métodos de alocação de perdas procuram distribuir as perdas elétricas para os usuários da rede de transmissão, de forma justa com a sua participação.

Alguns métodos têm sido propostos recentemente na literatura, os quais podem ser divididos nas seguintes categorias [8]:

Pro rata - Baseado na injeção de potência ativa na barra e não na sua localização na rede;

Divisão proporcional - Neste caso a primeira lei de Kirchhof é necessária, o chamado princípio da divisão proporcional provém do fato que os fluxos que saem de cada nó da rede são proporcionais aos fluxos que entram neste nó, entretanto a especificação do percentual de perdas atribuído à geradores e cargas pode ser arbitrado livremente (tipicamente 50%);

Métodos incrementais de perdas de transmissão - A alocação das perdas é feita baseada na sensibilidade da potência injetada em cada nó do sistema com relação às perdas do sistema. Os fatores de alocação de perdas podem ser positivos ou negativos, e dependem da escolha da barra de referência. No caso do método incremental sem alocação negativa somente valores positivos são atribuídos aos fatores de alocação de perdas;

Fórmula de Perdas - Neste caso a alocação de perdas é feita baseando-se na topologia da rede e na injeção de corrente em cada nó do sistema.

As referências [12], [13] apresentam uma comparação dos principais métodos de alocação de perdas utilizados atualmente, para sistemas testes e redes reais.

No Brasil, para implementação dos chamados contratos iniciais, a princípio as perdas da rede básica foram alocadas de acordo com o critério pro-rata, na proporção 50% para os agentes da geração e 50% para os agentes distribuidores, sendo internamente rateadas de forma proporcional à magnitude dos volumes gerados ou



consumidos em cada instalação. Entretanto, esses percentuais não são os mesmos em todos os países que adotaram esse critério para divisão de perdas elétricas. São citados como exemplos [14] os casos da Inglaterra e País de Gales (27% atribuídos aos geradores e 73% às cargas), da Noruega (54% atribuídos aos geradores e 46% às cargas) e da Irlanda (100% atribuídos às cargas).

Entretanto no Brasil, a partir do início da liberação dos contratos iniciais, previsto para o ano de 2003, foi definido que o tratamento das perdas, embora mantida a mesma proporção adotada para os contratos iniciais, deverá contemplar o critério locacional do agente, que considera não somente os montantes gerados ou consumidos, mas também as distâncias elétricas dos agentes, visando atribuir a cada um deles, da forma mais justa possível, a responsabilidade pelo que sua instalação provoca no comportamento das perdas no sistema [10].

Em geral os métodos de alocação de perdas entre as barras de geração e carga devem [8]:

- ☐ Refletir a magnitude da potência ou da corrente injetada na barra;
- ☐ Refletir a posição relativa da barra na rede;
- ☐ Refletir a topologia da rede e a relação tensão-corrente;
- ☐ Evitar comportamento discriminatório;
- ☐ Promover efeitos de incentivos ou punição para geradores ou cargas por sua posição relativa na rede e magnitude de grandezas;
- ☐ Ser consistente com a solução do fluxo de potência.

Adicionalmente a simplicidade e a facilidade de implementação e compreensão facilitam a aceitação do método.

2.1.1— Método de Alocação de Perdas utilizando técnica Pro-Rata baseado na injeção de potência (Pro-Rata (P)).

Os métodos pro-rata para alocação de perdas podem ser baseados na injeção de potência ou de corrente para cada barra [7].

Para distribuir as perdas elétricas do sistema utilizando a técnica pro-rata (P) deve-se utilizar a seguinte equação:



$$L_i = \frac{|P_i|}{\sum_{i=1}^{nb} |P_i|} L \quad (2.1)$$

Sendo:

$|P_i|$ - Valor absoluto da potência injetada na barra i .

L - Perdas no sistema obtidas a partir do resultado do fluxo de potência.

L_i - Valor das perdas alocada à barra i .

nb - Número de barras do sistema.

O fator de perdas das barras para cálculo das perdas pode ser obtido como:

$$L_i = \frac{|P_i|}{\sum_{i=1}^{nb} |P_i|} L = K_p |P_i| \quad K_p = \frac{L}{\sum_{i=1}^{nb} |P_i|} \quad (2.2)$$

Sendo:

K_p : O fator de perdas para o método Pro-Rata (P) de todas as barras do sistema.

2.1.2 – Método de alocação de perdas utilizando técnica Pro-Rata baseado na injeção de corrente (Pro-Rata (I)).

Para distribuir as perdas elétricas do sistema, utilizando a técnica Pro-Rata (I), deve-se utilizar a seguinte equação:

$$L_i = \frac{|I_i|}{\sum_{i=1}^{nb} |I_i|} * L \quad (2.3)$$

Sendo:

$|I_i|$ - Valor absoluto da corrente injetada na barra i .

O fator de perdas das barras para cálculo das perdas pode ser obtido como:

$$L_i = \frac{|I_i|}{\sum_{i=1}^{nb} |I_i|} L = K_i |I_i| \quad K_i = \frac{L}{\sum_{i=1}^{nb} |I_i|} \quad (2.4)$$

Sendo:

K_i : O fator de perdas para o método Pro-Rata (I) de todas as barras do sistema.

2.1.3– Método de alocação de perdas utilizando técnica da divisão proporcional (PS).

Várias metodologias têm sido propostas para resolver o problema de alocação de perdas utilizando a técnica de divisão proporcional. Estas metodologias são apresentadas em [5], [15], [16], [17] e [18].

A proposta do método de alocação de perdas baseado na técnica de divisão proporcional foi desenvolvida através da topologia da rede que, é em geral, o objetivo do problema do transporte, ou seja, como estão distribuídos os fluxos na rede. É assumido que a rede possui um conjunto de nb barras conectados através de m ligações (linhas de transmissão ou transformadores), $2m$ fluxos e um número de geradores e cargas conectados nos nós. A lei de Kirchhoff para a corrente deve ser satisfeita sendo que a lei de Kirchhoff para a tensão pode ser desprezada, visto que isto não introduzirá nenhum erro adicional já que os fluxos de potência foram obtidos anteriormente [5].

A principal idéia da divisão proporcional será compartilhar os fluxos de forma proporcional entre todos os nb barras do sistema.

A figura (2.1) ilustra a idéia do princípio da divisão proporcional onde quatro linhas estão conectadas ao nó i , duas com fluxos entrando no nó i e duas com sentido dos fluxos saindo do nó i . O total do fluxo de potência que atravessa o nó i é $P_i = 40 + 60 = 100\text{MW}$ dos quais 40% provém do nó j e 60% provém do nó k .

Considerando 70 MW saindo do nó i para o nó m , então através do princípio da divisão proporcional obtém-se que 42 MW ($70 \cdot 60 / 100$) são contribuição do fluxo da linha $k-i$ e que os 28 MW ($70 \cdot 40 / 100$) restantes são advindos da linha $j-i$.

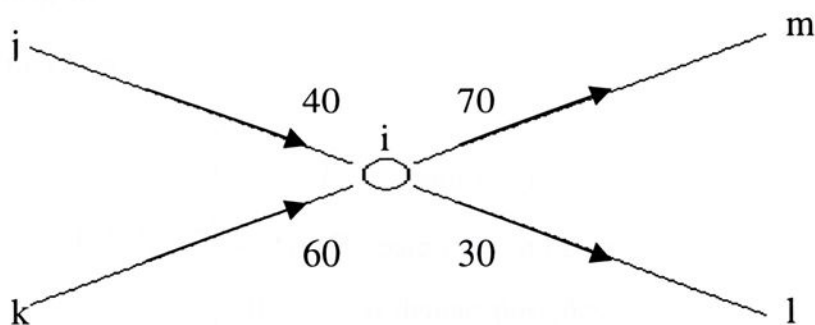


Figura 2.1: Princípio da divisão proporcional.

A metodologia de divisão proporcional consiste em alocar as perdas elétricas para barras com cargas e posteriormente alocar as perdas elétricas para barras com geradores. Para barras com geradores e cargas deve-se usar o seguinte critério:

$$\begin{aligned} P_{gi} &= P_{Gi} - P_{Ci} \quad \text{se } P_{Gi} > P_{Ci} \\ P_{ci} &= P_{Ci} - P_{Gi} \quad \text{se } P_{Ci} > P_{Gi} \end{aligned} \quad (2.5)$$

Sendo:

P_{Gi} : Potência gerada na barra i .

P_{gi} - Potência líquida na barra i para $P_{Gi} > P_{Ci}$.

P_{ci} : Potência consumida na barra i .

P_{Ci} : Potência líquida na barra i para $P_{Ci} > P_{Gi}$.

A metodologia de divisão proporcional apresentada em [5], consiste em desconsiderar, inicialmente, as perdas fazendo $P_{ij}/P_{ji} = 1$ construir e resolver o sistema matricial de equações:

$$A_u * P^{(gross)} = P_G \quad (2.6)$$

Sendo:

P_G : O vetor de potência gerada.

$P^{(gross)}$: O vetor de potência a ser calculado.

A_u : A matriz que relaciona os fluxos de potência de uma barra para outra com suas respectivas origens.

Assim tem-se:

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -P_{ji}/P_j & \text{para } i \neq j \text{ e } j \in \alpha_i \\ 0 & \text{nas demais posições} \end{cases} \quad (2.7)$$

Sendo:

P_{ji} : A potência que flui da barra j para a barra i .

α_i : O conjunto de barras vizinhas a barra i com fluxos entrando na barra i ($P_{ji} > 0$)

O vetor injeção de potência P_j é calculado como:

$$P_j = P_{C_j} + \sum_{j=1}^{nb} P_{ji} \quad (2.8)$$

Com isso pode-se calcular a contribuição individual de cada carga para as perdas no sistema, através da seguinte expressão:

$$Lc_i = (P_i^{(gross)} (P_{C_i} / P_i)) - P_{C_i} \quad (2.9)$$

Sendo:

Lc_i : O vetor contribuição individual de cada carga para as perdas no sistema.

Para determinar a contribuição individual dos geradores para as perdas no sistema deve-se resolver o seguinte sistema de equações:

$$A_{u1} * P^{(net)} = P_C \quad (2.10)$$

Sendo:

$P^{(net)}$: O vetor de potência a ser calculado.

P_C : O vetor de potência consumida na barra.

A_{u1} : A matriz que relaciona os fluxos de potência de uma barra para outra com suas respectivas origens. Assim tem-se:

$$[A_{u1}]_{ij} \begin{cases} I & \text{para } i = j \\ -P_{ij} / P_j & \text{para } i \neq j \text{ e } j \in \alpha_j \\ 0 & \text{nas demais posições} \end{cases} \quad (2.11)$$

Com isso pode-se calcular a contribuição individual de cada gerador para as perdas no sistema, através da seguinte expressão:

$$L_{Gi} = P_{Gi} - (P_i^{(net)} (P_{Gi} / P_i)) \quad (2.12)$$

Sendo:

L_{Gi} : O vetor contribuição individual de cada gerador para as perdas no sistema.

O somatório dos fatores de Alocação de perdas para geradores ou cargas, correspondem a 100% das perdas do sistema. Pode-se atribuir um percentual diferente de alocação de perdas para geradores e cargas, por exemplo 50%, como mostra a equação (2.13):

$$\begin{aligned} L_i &= 0.5L_{Gi} \quad \text{para } (P_G > 0). \\ L_i &= 0.5L_C \quad \text{para } (P_C > 0). \end{aligned} \quad (2.13)$$

2.1.4– Método de alocação de perdas utilizando método incremental (ITL).

Os fatores incrementais têm sido usados por décadas [19], mas o recente interesse em Alocação de perdas requerem resultados mais detalhados sobre o assunto. Nesta seção esta apresentado como os fatores incrementais de perdas podem ser utilizados para Alocação de perdas, sendo primeiro necessário especificar a distribuição de carga e a estratégia para suprimento das perdas. A Alocação de perdas através de métodos incrementais é possível entre geradores e cargas, e a proporção atribuída a um ou outro deve ser especificada previamente. Os fatores incrementais de perdas também são utilizados nos métodos de alocação de perdas com “equivalentes” de trocas bilaterais, entretanto, neste caso, não é possível especificar previamente a proporção entre geradores e cargas [20].

O método incremental de alocação de perdas utiliza os chamados fatores ITL's para proporcionalmente alocar as perdas para geradores e cargas [19]. Os ITL's são obtidos da convergência do fluxo de potência. O fator ITL de uma dada barra provém da mudança das perdas totais produzidas através da variação do incremento de injeção de potência em cada barra [6].

$$(ITL)_i = \frac{\partial L}{\partial P_i} \quad (2.14)$$

Sendo:

$(ITL)_i$ - O fator ITL que representa a sensibilidade da perda total do sistema com relação à injeção de potência na barra i .

Para alocar as perdas para geradores ou cargas, primeiro calculamos a Alocação de perdas para o gerador i e a demanda j :

$$L_{Gi} = P_{Gi} \frac{\partial L}{\partial P_i} = P_{Gi} ITL_i \quad (2.15)$$

$$L_{Cj} = P_{Cj} \frac{\partial L}{\partial P_j} = -P_{Cj} ITL_j \quad (2.16)$$

As perdas calculadas a partir dos fatores ITL são:

$$L' = \sum_{i=1}^{ng} L_{Gi} - \sum_{i=1}^{nc} L_{Ci} \quad (2.17)$$

Sendo

ng – Número de barras com geradores.

nc – Número de barras com cargas.

L' - Perdas calculadas a partir do fator ITL .

Entretanto, e como um resultado da não linearidade, a soma total das perdas alocadas (L') não resulta na soma total das perdas no sistema (L). Então, deve-se utilizar o procedimento de normalização aplicado ao fator (ITL) para alocar o montante exato das perdas do sistema (L). Assim tem-se:

$$(ITL'_i) = (ITL_i) \frac{L}{L'} \quad (2.18)$$

Sendo:

(ITL'_i) – O novo fator (ITL) normalizado com as perdas do sistema.

Com isto pode-se obter as perdas do sistema:

$$\begin{aligned} L_{Gi} &= (ITL'_i) P_{Gi} \\ L_{Cj} &= (ITL'_j) P_{Cj} \end{aligned} \quad (2.19)$$

O somatório dos fatores de alocação de perdas para geradores ou cargas, correspondem a 100% das perdas do sistema. Pode-se atribuir um percentual diferente de Alocação de perdas para geradores e cargas, por exemplo 50% para cada, como mostra a equação (2.20):

$$\begin{aligned} L_i &= 0.5(ITL_i')P_{Gi} \\ L_i &= 0.5(ITL_i')P_{Ci} \end{aligned} \quad (2.20)$$

Deve ser notado que este procedimento pode alocar perdas negativas para geradores ou cargas, e estas perdas negativas podem ser interpretadas como incentivo financeiro para as barras (geradores ou cargas) [8].

2.1.5– Método de alocação de perdas utilizando métodos incrementais sem subsídios (ITLPOS).

O método incremental de alocação de perdas sem alocação negativa (ITLPOS) modifica a forma de se calcular os fatores (*ITL*) para evitar a alocação negativa de perdas, ou seja, as barras não seriam recompensadas. Como resultado, um conjunto de *ITL*'s é definido para geradores e outro diferente para cargas[7].

Os fatores *ITL*'s, calculados para uma dada barra de folga, podem ser referidos para uma outra barra de folga através do fator de translação $\beta (0 \leq \beta \leq 1)$. Este procedimento é feito como segue :

As perdas podem ser calculadas a partir da alocação, realizada com o método *ITL* da seguinte forma:

$$L = \sum_{i=1}^{nb} (ITL_i') * P_i \quad (2.21)$$

Sendo *nb* o número de barras do sistema, *ITL_i'* é o fator normalizado da barra *i*, e *P_i* a potência ativa injetada na barra *i*. As perdas elétricas (*L*) também são expressas da como:

$$L = \sum_{i=1}^{nb} P_{Gi} - P_{Ci} \quad (2.22)$$

Multiplicando-se a equação (2.21) por $\beta (0 \leq \beta \leq 1)$ e a equação (2.22) por $(1-\beta)$, e somando ambas (combinação convexa), o total de perdas pode ser expresso por:

$$L = \sum_{i=1}^{nb} \beta (ITL_i') P_i + \sum_{i=1}^{nb} (1-\beta) P_i \quad (2.23)$$

O que resulta em:

$$L = \sum_{i=1}^{nb} [\beta(ITL_i') + (1-\beta)] * P_i = \sum_{i=1}^{nb} (ITL_i) * P_i \quad (2.24)$$

$$ITL_i = \beta(ITL_i') + (1-\beta) \quad (2.25)$$

Em que $\beta(ITL_i') + (1-\beta)$ constitui um novo fator ITL .

Esta mudança faz com que a barra que possui fator incremental com valor menor seja zero. Este procedimento torna possível alocar somente perdas sem subsídios (positivas) [7].

Como foi feito no método ITL , o procedimento para utilizar o novo fator incremental para alocar perdas para geradores e cargas sem subsídios pode ser feito separando as análises para geradores e cargas e especificando um percentual para atribuição de perdas para geradores e cargas.

Para alocar as perdas para geradores, deve-se calcular o fator de translação (β_G) obtido a partir do menor valor de fator incremental $(ITL)_{\min(G)}$ para geradores. O fator de translação (β_G) garante que as perdas atribuídas aos demais geradores do sistema sejam sempre maiores ou igual a zero:

$$(ITL)_i' = 0 = \beta_G * (ITL)_{\min(G)} + (1 - \beta_G) \quad (2.26)$$

$$\beta_G = \frac{1}{1 - (ITL)_{\min(G)}} \quad (2.27)$$

Sendo:

$(ITL)_{\min(G)}$ – O menor fator (ITL) .

β_G – O fator de translação de perdas.

Assim calcula-se os novos fatores incrementais $(ITLPOS)$ para geradores:

$$(ITLPOS)_{Gi} = \beta_G * K'_{Gi} + (1 - \beta_G) \quad (2.28)$$

Sendo:

$(ITLPOS)_{Gi}$ – Os novos fatores $(ITLPOS)$ para geradores.

Para alocar as perdas para cargas, deve-se calcular o fator de translação (β_C) obtido a partir do menor valor de fator incremental para as cargas $(ITL)_{\min(C)}$. O fator de translação (β_D) garante que as perdas atribuídas as demais cargas do sistema seja sempre maior ou igual a zero:

$$(ITL)_i = 0 = \beta_C * (ITL)_{\min(C)} + (1 - \beta_C) \quad (2.29)$$

$$\beta_D = \frac{1}{1 - (ITL)_{\min(C)}} \quad (2.30)$$

Sendo:

$(ITL)_{\min(C)}$ – O menor fator (ITL) .

β_C – O fator de translação de perdas.

Assim calculam-se os novos fatores incrementais $(ITLPOS)$ para cargas:

$$(ITLPOS)_{Ci} = \beta_C * K'_{Di} + (1 - \beta_C) \quad (2.31)$$

Sendo:

$(ITLPOS)_{Ci}$ – Os novos fatores $(ITLPOS)$ para cargas.

Para alocar as perdas para geradores ou cargas, primeiro calcula-se a Alocação de perdas para o gerador i e a carga j :

$$\begin{aligned} L_{Gi} &= P_{Gi} ITLPOS_i \\ L_{Cj} &= P_{Cj} ITLPOS_j \end{aligned} \quad (2.32)$$

As perdas calculadas a partir dos fatores $ITLPOS$ são:

$$L' = \sum_{i=1}^{ng} L_{Gi} - \sum_{i=1}^{nc} L_{Ci} \quad (2.33)$$

Entretanto, como um resultado da não linearidade, a soma total das perdas alocadas (L') não resulta na soma total das perdas no sistema (L). Então, utiliza-se o procedimento de normalização aplicado ao fator $(ITLPOS)$ para alocar o montante exato das perdas do sistema (L). Assim tem-se:

$$(ITLPOS)'_i = (ITLPOS)_i \frac{L}{L'} \quad (2.34)$$

Sendo:

$(ITLPOS)'_i$ – O novo fator $(ITLPOS)_i$ para geradores ou cargas normalizado com as perdas do sistema.

Com isto podem ser obtidas as perdas alocadas para geradores ou cargas:

$$\begin{aligned} L_{Gi} &= P_{Gi} (ITLPOS)'_i \\ L_{Cj} &= P_{Cj} (ITLPOS)'_j \end{aligned} \quad (2.35)$$

O somatório dos fatores de alocação de perdas para geradores ou cargas, correspondem a 100% das perdas do sistema. Pode-se atribuir um percentual diferente de alocação de perdas para geradores e cargas, por exemplo 50%, como mostra a equação (2.36):

$$L_i = 0.5P_{Gi} (ITLPOS)'_i + 0.5P_{Ci} (ITLPOS)'_i \quad (2.36)$$

2.1.6– Método alocação de perdas utilizando a matriz Z-bus (Z-bus).

A idéia de resolver o problema de alocação de perdas usando a matriz Z-bus é distribuir as perdas de transmissão (L) entre as “ nb ” barras do sistema. Esse método pode ser desenvolvida a partir da injeção da potência complexa na barra k como.

$$S_k = P_k + jQ_k = E_k I_k^* \quad (2.37)$$

Sendo:

S_k – Injeção de potência complexa na barra k .

E_k – Vetor complexo de tensão na barra k .

Q_k – Injeção de potência reativa na barra k .

As injeções de potência ativa P_k e reativa Q_k podem ser obtidas como:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.38)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.39)$$

Sendo:

V_k e V_m – Magnitude de tensão nas barras k e m respectivamente.

G_{km} e B_{km} - Elementos da matriz de Condutância e Suceptância respectivamente.

θ_k e θ_m – Os ângulos de tensão da barra k e da barra m respectivamente.

K - Conjunto de barras adjacentes à barra k .

A expressão de P_k também pode ser escrita como:

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m G_{km} \cos \theta_{km} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m B_{km} \sin \theta_{km} \quad (2.40)$$

Sendo:

$m \in \Omega_k$ - O conjunto de todas as barras m adjacentes à barra k .

A equação (2.40) pode ser decomposta em duas parcelas. A primeira (L_k) responsável pela parcela de perdas de potência ativa em cada linha da transmissão conectada à barra k , e a segunda parte é dada pelo somatório de fluxos (*Fluxo*) que sai da barra k através de cada uma das linhas de transmissão em direção às barras conectadas à barra k .

$$L_k = V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m G_{km} \cos \theta_{km} \quad (2.41)$$

$$Fluxo_k = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m B_{km} \sin \theta_{km} \quad (2.42)$$

Sendo:

L_k – Perdas nas linhas conectadas à barra k .

$Fluxo_k$ – O somatório do fluxo que entra mais o que sai da barra k , portanto deve ser igual a zero.

As perdas do sistema podem ser expressas em função das perdas associadas a cada barra (L_k). Assim tem-se:

$$L = \sum_{k=1}^{nb} L_k \quad (2.43)$$

Considerando-se que o $Fluxo_k$ é igual a zero, pode-se escrever as perdas elétricas em função de P_k , como segue:

$$L = \sum_{k=1}^{nb} P_k \quad (2.44)$$



Ou ainda:

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^{nb} E_k I_k^* \right\} \quad (2.45)$$

Sendo:

I_k^* – O conjugado da corrente injetada na barra k .

$\Re$ - Operador que captura a parte real da grandeza complexa.

Lembrando que $I_k = \sum_{j=1}^{nb} Y_{kj} E_j$, pode-se também expressar as perdas a partir da matriz de admitância ($Y=G+jB$):

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^{nb} E_k \left(\sum_{j=1}^{nb} Y_{kj}^* E_j^* \right) \right\} \quad (2.46)$$

O procedimento de alocação de perdas feito através da matriz (Y) não produz bons resultados devido ao número relativamente pequeno de acoplamentos entre as barras que a matriz (Y) possui. Então pode-se representar as perdas elétricas a partir da matriz Z do sistema:

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^{nb} I_k^* \left(\sum_{j=1}^{nb} Z_{kj} I_j \right) \right\} \quad (2.47)$$

Sendo:

Z – Matriz impedância de barra .

A partir da equação (2.46) é possível obter uma expressão com duas somas. Uma que envolve a matriz de resistência e outra que envolve a matriz de reatância X .

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^{nb} I_k^* \left(\sum_{j=1}^{nb} R_{kj} I_j \right) \right\} + \Re \left\{ \sum_{k=1}^{nb} I_k^* \left(\sum_{j=1}^{nb} X_{kj} I_j \right) \right\} \quad (2.48)$$

Sendo:

R_{kj} – Elemento que representa parte real da matriz Z

X_{kj} – Elemento que representa parte imaginária da matriz Z .

O segundo termo da expressão representa o somatório dos fluxos de potência das barras conectadas através da matriz (*Z-bus*) à barra *k*. Pode-se provar que este somatório é igual a zero. Assim o primeiro termo da expressão representa as perdas do sistema (*L*) :

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^{nb} I_k^* \left(\sum_{j=1}^{nb} R_{kj} I_j \right) \right\} \quad (2.49)$$

As perdas do sistema mostradas a partir da matriz (*R*) podem ser decompostas em *nb* parcelas de perdas que representam as perdas atribuídas à cada barra. Assim tem-se:

$$L_k = \Re \left\{ I_k^* \left(\sum_{j=1}^{nb} R_{kj} I_j \right) \right\} \quad (2.50)$$

Como pode ser visto em (2.49), as componentes de perdas, (*L_k*), representam o acoplamento entre as injeções de correntes nas *nb* barras do sistema com a injeção de corrente da barra *k*.

3 – Análise de Desempenho

Neste capítulo apresenta-se uma análise sobre o desempenho de métodos de alocação de perdas considerando diferentes situações e obtendo-se os resultados com diferentes sistemas de energia elétrica. Todos os métodos testados alocam perdas iguais a zero para barras que não possuem nem geradores e nem cargas. Os métodos pro-rata (P), pro-rata (I), divisão proporcional (PS) e ITLPOS sempre alocam uma parte das perdas para barras com geradores e cargas, e isto significa que todos os geradores e todas as cargas devem “pagar” por perdas elétricas. O ITL e o Z-bus fazem alocação positiva e negativa das perdas, significando que geradores e cargas podem “pagar” (alocação positiva) ou “receber” (alocação negativa) por perdas elétricas.

Quando acontece alocação negativa para uma determinada barra, significa que esta barra recebe incentivos monetários, e obviamente outras barras do sistema deverão contribuir a fim de pagar estes incentivos. Esta questão de “receber incentivos por perdas” é um tanto complexa e muitas vezes de difícil aceitação, pois as demais barras deverão pagar pelo total das perdas somado a estes incentivos. Realizar uma análise que separe barras que podem receber incentivos (chamadas bem posicionadas na rede) de outras que devem pagar (denominadas mal posicionadas) pode ajudar a esclarecer algumas questões relativas ao incentivo. A princípio geradores instalados em centros de



carga são bem posicionados e geradores distantes dos centros consumidores são mal posicionados. Cargas próximas de grandes centros geradores são bem posicionadas e distantes são mal posicionadas. Um dos objetivos deste trabalho é verificar e analisar a questão de incentivos monetários para geradores e cargas bem posicionados e analisar o comportamento discriminatório. Para estas análises deve-se verificar o desempenho dos métodos tendo em mente, dentre outras, algumas questões:

1. Quais métodos levam barras bem posicionadas a pagar menos ou mesmo receber?
2. Pode-se utilizar o conceito de barras bem posicionadas para incentivar a instalação de geradores nestas barras em projetos de expansão?
3. Estas barras bem posicionadas continuarão desta maneira em expansões futuras?
4. A instalação de outros agentes (geradores ou cargas) alteram o bom posicionamento anterior?
5. Pequenas alterações na rede (tap de transformadores, capacitores, etc.) provocam alterações bruscas na alocação de perdas?
6. Quais métodos podem apresentar comportamento discriminatório?

As respostas para estas questões e outras análises são apresentadas usando-se resultados obtidos com o programa computacional implementado com os métodos detalhados anteriormente, e simulações de quatro sistemas de energia elétrica:

- IEEE14 – com 14 barras, 20 linhas, 2 geradores e 13 cargas[8],(os dados estão no Apêndice A);
- REDE5 – com 5 barras, 2 transformadores, 3 linhas, 2 geradores e 1 carga [20] ,(os dados estão no Apêndice B);
- IEEE118 – com 118 barras, 186 linhas, 17 geradores e 110 cargas [21]; (os dados estão no Apêndice C);
- Sistema Sul-Sudeste Brasileiro configuração 2003.(os dados estão no Apêndice D)

Um sistema (software) para alocação de perdas foi desenvolvido para obtenção dos resultados com os métodos estudados. O software desenvolvido possui uma interface gráfica, com vistas a facilitar a sua utilização, interpretação dos resultados e geração de relatórios na apresentação dos resultados do sistema Sul Sudeste Brasileiro. Serão apresentados os relatórios gerados com uso da interface gráfica, como em [22].

3.1 – Resultados com o Sistema IEEE 14.

Este sistema de energia elétrica foi utilizado para demonstrar o comportamento do método Z-bus proposto em [8]. Trata-se de um sistema de pequeno porte, entretanto bastante útil, pois permite o entendimento dos métodos de alocação de perdas baseando-se nos resultados obtidos a partir do redespacho de potência no sistema para minimizar as perdas elétricas. Os testes para este sistema são para avaliar a boa localização geradores em redes associado à quantidade da potência gerada, ou seja, localização e intensidade da potência gerada.

Os resultados apresentados alocam para cada barra um custo de perdas (C) que é obtido como:

$C = L \times 50$ (unidades da moeda empregada). Este procedimento foi adotado aqui para facilitar a comparação com a referência [8]. Muitas vezes a alocação das perdas é feita em termos de porcentagem, como na referência [6]. Neste trabalho não é adotado este procedimento, porém destaca-se que não se tem dificuldades em aplicá-lo com os métodos discutidos.

A tabela 3.1 mostra os resultados da alocação de perdas realizados por cada um dos métodos para a rede com os dados originais (caso base). Destaca-se que todos os métodos de alocação de perdas atribuem o maior valor de perdas para a barra 1 (que possui o maior gerador do sistema), da mesma forma à barra 3 (possuidora da maior carga) o maior valor de alocação de perdas entre as cargas. Pode-se verificar também que nenhum método faz alocação negativa, porém alocam valores bastante diferente para algumas barras. Por exemplo barras 10, 11 e 12.

Tabela 3.1: Custos alocados das perdas no sistema IEEE 14 para o caso base.
(Custo total das perdas =677,73 (\$))

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
nº	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
1	322,87	274,66	323,84	310,97	338,86	381,97
2	25,40	32,29	15,02	40,30	0,00	7,98
3	130,73	116,20	144,14	146,62	43,82	139,49
4	66,33	58,35	63,30	59,69	30,12	42,47
5	10,55	9,43	7,92	7,88	20,71	3,56
6	15,54	51,16	11,68	11,55	20,46	23,88
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,14	32,65	0,15	0,12	28,33	1,16
9	40,94	41,07	39,10	36,35	29,38	25,78
10	12,49	12,99	14,42	11,48	31,34	8,73
11	4,86	4,69	5,21	4,19	27,84	2,54
12	8,47	7,46	7,98	7,59	29,94	4,93
13	18,73	17,50	19,16	17,77	33,14	12,78
14	20,68	19,25	25,79	23,18	43,78	22,45

A Tabela 3.2 apresenta resultados com a inclusão de um gerador de 50 MW na barra 8. As cargas e os outros parâmetros do sistema se mantiveram os mesmos para o sistema padrão. O objetivo foi verificar o caso em que geradores e cargas estão melhores distribuídos no sistema. A mudança de geração da barra 1 para a barra 8, verificada na Tabela 3.2, provocou uma diminuição significativa no total de perdas no sistema, em relação ao caso base. Para o caso base o custo total das perdas soma 677,7 (\$) e para o caso modificado (Tabela 3.2) apenas 448,5 (\$). Essa variação é devido a posição do gerador na barra 8 no sistema. O método Z-bus foi o método que apresentou a maior sensibilidade com relação a essa variação, atribuindo um valor negativo de alocação de perdas para a barra 8 pelo benefício trazido ao sistema com a inserção do gerador. Deve-se notar que:

- A alocação com o Z-bus mostra que a barra 8 recebe incentivos;
- Mesmo com o incentivo para a barra 8, o método Z-bus alocou um valor menor (em relação a Tabela 3.1) para todas as barras. Isto mostra um procedimento não discriminatório, pois as perdas foram reduzidas e todas as barras obtiveram ganhos, e a barra que provocou a redução das perdas recebe incentivos monetários.

Este incentivo monetário para a barra 8 (caso da Tabela 3.2), atribuído pelo Z-bus, não é verificado pelos outros métodos. Os métodos P, I, PS e ITL aumentaram a atribuição do custo de perdas para a barra 8, e o ITLPOS alocou custo menor para a



barra 8, mas de uma maneira geral a alocação para cada uma das barras diminuiu. A alocação de custo realizada com os métodos P, I, PS e ITL pode ser considerada discriminatória, pois a diminuição de Perdas trouxe benefícios para todas as demais barras, exceto para a barra 8 (questões 1 e 6). Este é um caso particular, porém didático, que mostra como alguns métodos podem fazer alocações que não consideram o posicionamento de geradores na rede. Para este caso o método Z-bus apresenta uma solução com incentivos monetários para a barra 8 sem penalizar outras. Este fato pode indicar que a barra 8 é bem posicionada na rede elétrica (questões (2) e (3)).

Tabela 3.2: Custos das perdas para o sistema IEEE-14 barras modificado com gerador de 50 MW na barra 8. (Custo total das perdas = 448,5 (\$))

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
nº	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
1	165,14	148,86	203,87	191,3	156,69	227,67
2	16,97	15,85	13,08	28,84	67,55	5,56
3	87,36	82,42	120,94	109,41	34,25	131,16
4	44,33	41,02	44,05	34,92	17,7	27,15
5	7,05	6,64	5,89	4,55	12,66	2,24
6	10,39	34,72	8,68	7,6	15,7	21,97
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	46,28	46,28	7,28	10,01	14,99	-24,11
9	27,36	28,93	3,83	19,22	14,67	14,13
10	8,35	9,16	1,96	6,55	17,59	5,75
11	3,25	3,32	6,07	2,59	18,08	1,91
12	5,66	5,29	6,27	5,38	23,53	4,81
13	12,52	12,39	15,3	12,48	25,15	11,84
14	13,82	13,59	11,25	15,63	29,93	18,38

Para verificar o desempenho dos métodos em uma segunda expansão acrescenta-se um gerador de 50 MW na barra 8, totalizando agora 100MW (Tabela 3.3). Para a alocação mostrada na Tabela 3.3, o custo total de perdas diminuiu ainda mais, atingiu o valor de 308,0 (\$). Então, comparando com a tabela 3.2, observa-se que apenas o método ITLPOS registrou uma diminuição da alocação para a barra 8. O Z-bus continua indicando um valor negativo, porém agora o incentivo monetário é menor, quando esperava-se um incentivo maior pois o custo total de Perdas diminuiu. Este fato indica que o uso do método Z-bus pode produzir resultados discriminatórios também, pois deve levar em conta o posicionamento e o tamanho da geração, e uma geração de 100



MW em 8 é apontada como sendo pior que 50 MW, porém as perdas totais nas linhas do sistema indicam o contrário. O método Z-bus indica, na tabela 3.2, um gerador bem posicionada na barra 8, porém a instalação de um novo gerador na barra 8, resultados da Tabela 3.3, mostra que os incentivos que o gerador recebia foram diminuídos. Este fato indica que geradores bem posicionadas em uma condição de operação, podem deixar esta situação quando outros geradores são instalados (questão (4)).

Tabela 3.3: Custo das perdas alocadas para o sistema IEEE-14 barras modificado com gerador de 100 MW na barra 8. (Custo total das perdas =308,0(\$))

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
nº	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
1	80,26	72,30	110,88	103,73	120,34	115,95
2	11,73	11,47	11,06	21,08	33,68	4,12
3	60,36	57,13	92,03	88,82	29,94	123,58
4	30,63	28,24	17,32	18,35	9,54	12,51
5	4,87	4,58	3,95	2,49	7,49	1,00
6	7,18	24,75	7,51	5,50	13,44	22,83
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	64,01	59,32	32,09	31,90	5,32	-9,17
9	18,90	20,00	0,11	7,01	4,20	3,03
10	5,77	6,33	1,26	3,13	8,24	2,93
11	2,24	2,29	2,11	1,58	12,03	1,28
12	3,91	3,66	5,63	4,21	20,73	4,64
13	8,65	8,57	16,47	9,51	21,24	10,83
14	9,55	9,4	7,64	10,74	21,84	14,52

A fim de facilitar a comparação dos métodos ilustram-se as figuras 3.1, 3.2 e 3.3 ilustra-se graficamente o comportamento dos métodos (P,PS,ITL e Z-bus) para as condições, das tabelas 3.1, 3.2 e 3.3 respectivamente.



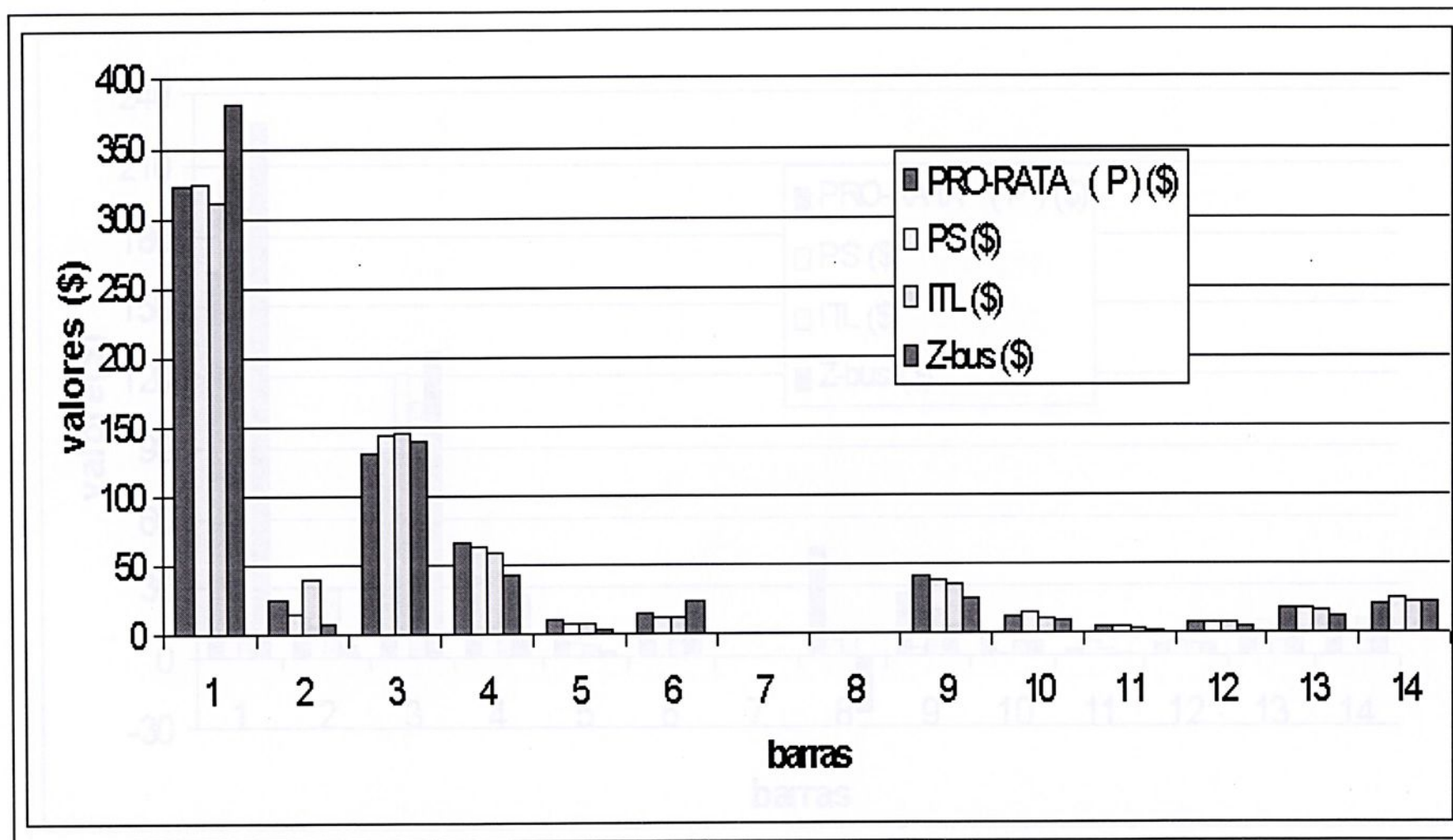


Figura 3.1: Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.1.

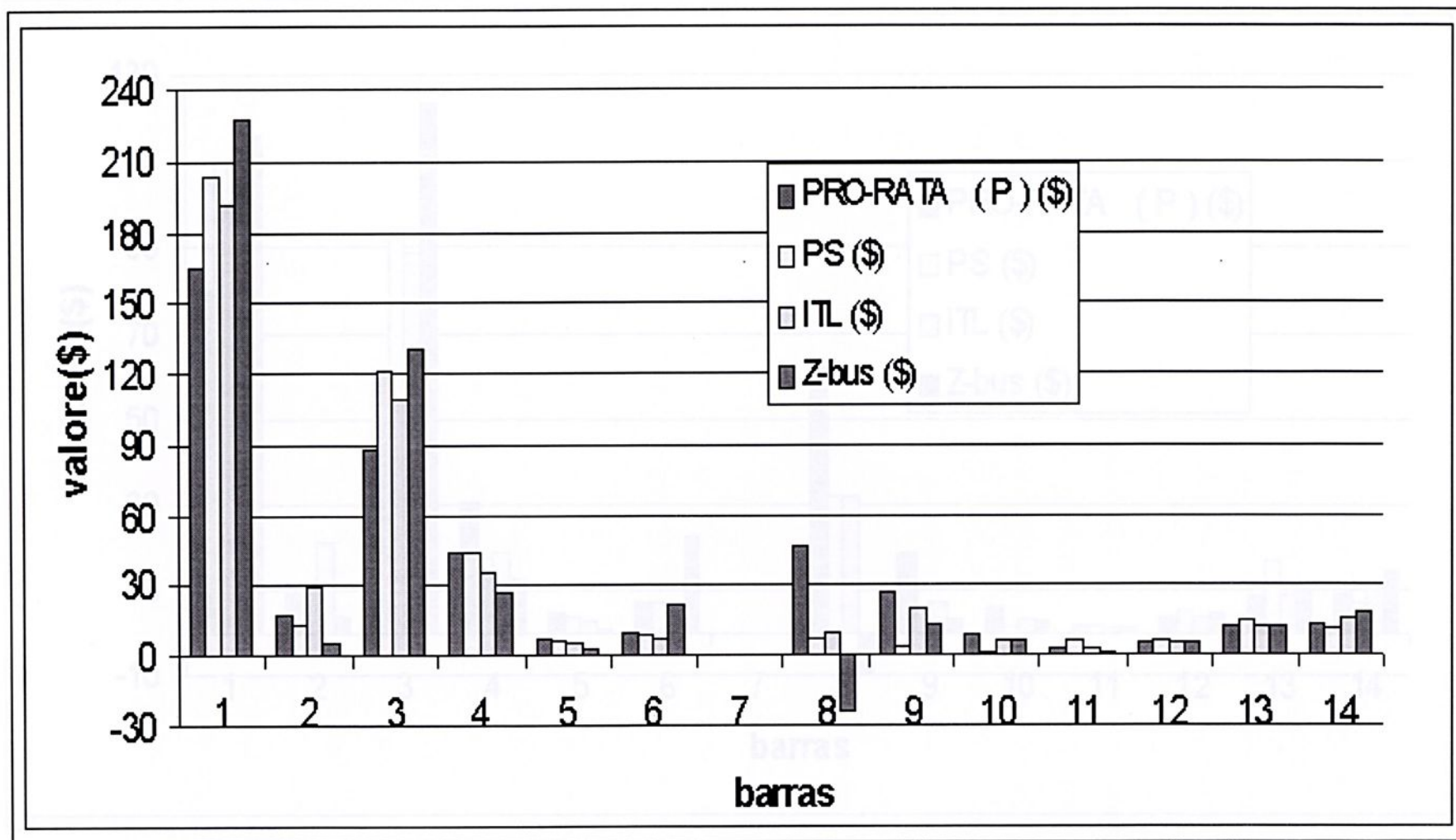


Figura 3.2: Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.2.

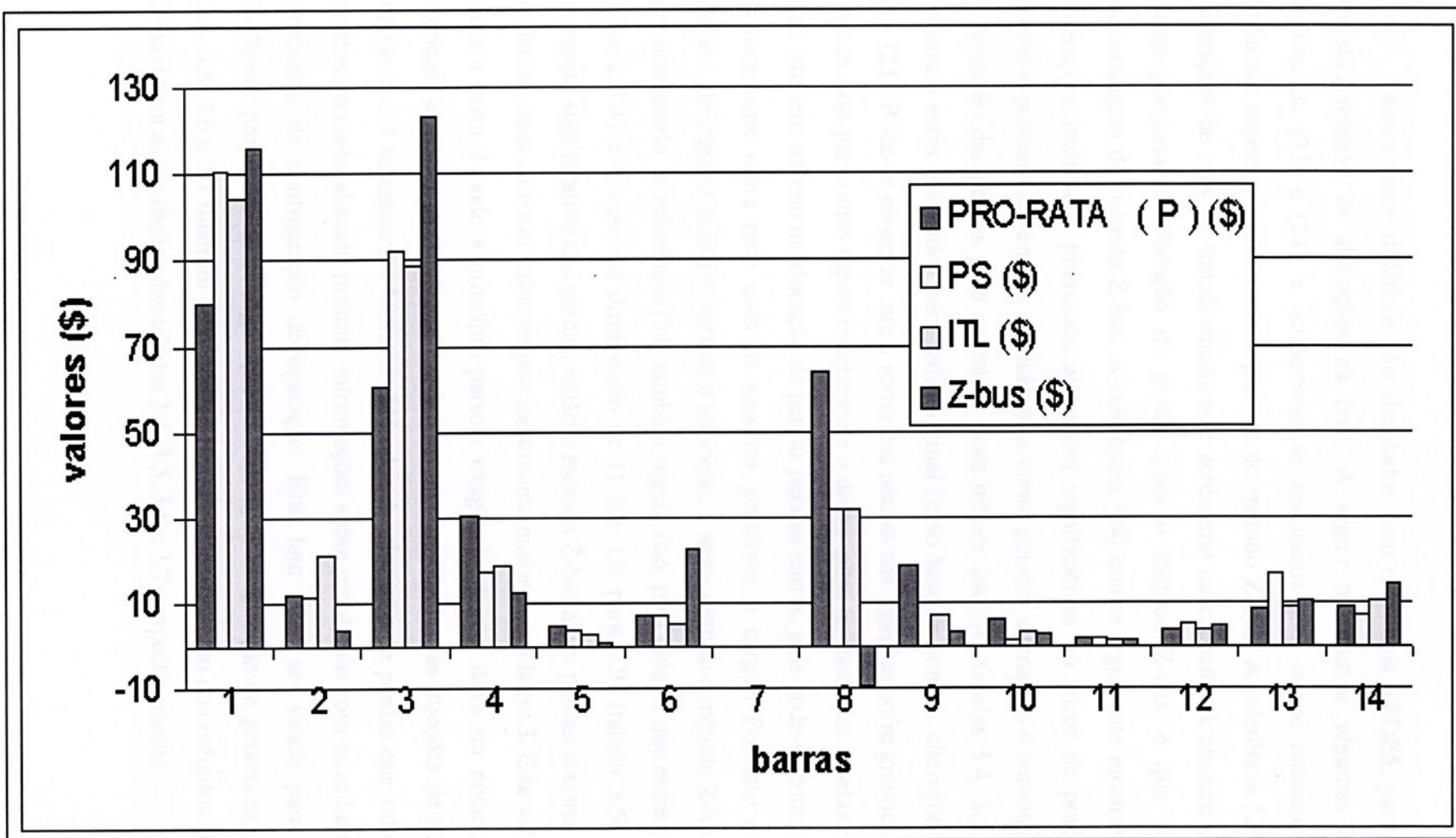


Figura 3.3: Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.3.

3.2 – Resultados com o sistema de 5 barras (REDE5)

Outros casos didáticos são simulados com o sistema REDE5, para analisar a questão relativa às alterações na rede. A seguir mostram-se algumas análises já realizadas, [23] e [24], e acrescentam-se resultados com outros métodos a fim de enfatizar aspectos positivos e negativos do método Z-bus. A referência [23] cita que alterações de taps de transformadores e acréscimo de capacitores alteram de maneira desproporcional a alocação de perdas com o método Z-bus, e que isto é uma desvantagem do método Z-bus. A referência [24] contra argumenta mostrando que as alterações realizadas provocam alterações significativas no fluxo de potência entre barras e portanto devem ser consideradas como grandes alterações e conseqüentemente a alocação das perdas para as barras deve refletir isto. As tabelas 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7 mostram estes resultados para rede original (caso base) e com as alterações sugeridas em [23]. Pode-se observar que a soma das perdas nas ligações sofre grandes alterações de um caso para outro (aproximadamente o dobro entre os casos das tabelas 3.5 e 3.6) e que isto tem reflexo na alocação de perdas para as barras, pois pode-se considerar que é praticamente outra rede com os mesmos geradores e cargas. Portanto os métodos devem, de alguma maneira, refletir a alteração, e neste sentido o método Z-bus não deve ser descartado. A referência [24] também sugere isto, pois nota-se que entre o caso base (tabela 3.4) e o caso de diminuição de t_1 (de 1.0 para 0.9) (tabela 3.5) aconteceu aumento significativo das perdas, então o método Z-bus aloca perdas maiores para todas as barras, mas com um valor proporcionalmente maior para a barra 3. Este valor alocado para a barra 3 pode a princípio parecer exagerado, porém deve ser notado que para fornecer a mesma potência com as baixas tensões obtidas, as injeções de corrente nas barras 2 e 3 aumentaram bastante. Métodos de alocação de perdas que refletem estes pontos no custo alocado prestam informações sobre problemas com estas barras para as propostas de configuração de operação. Este fato pode ser usado para investigar melhores propostas de configuração da rede e de localização de geradores. As figuras 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7 ilustram de forma gráfica o comportamento dos métodos (P,PS,ITL e Z-bus) para as condições das tabelas 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7, respectivamente.



Tabela 3.4 : Alocação dos custos de perdas no REDE5 (caso base $t_1=t_2=1,0$).
Custo total 1742 (\$).

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
nº	(\$)	(\$)				
1.0	420.7	370.3	389.9	329.7	438.4	338.0
2.0	852.4	915.9	871.0	867.2	859.6	919.5
3.0	468.8	455.7	481.0	545.0	444.0	484.4

Tabela 3.5 : Alocação dos custos de perdas no REDE5 ($t_1=0,9$ e $t_2=1,0$).
Custo total 2424 (\$).

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
nº	(\$)	(\$)				
1.0	600.7	439.2	502.6	551.7	627.8	380.7
2.0	1176.4	1240.7	1212.1	1202.2	1133.6	1218.8
3.0	647.0	744.3	709.5	670.2	662.8	824.7

Tabela 3.6 : Alocação dos custos de perdas no REDE5 ($t_1=t_2=1,1$).
Custo total 1147(\$).

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
nº	(\$)	(\$)				
1.0	270.7	263.2	253.0	205.8	287.9	226.1
2.0	565.4	569.8	573.6	571.9	569.1	602.3
3.0	311.0	314.1	320.6	369.4	290.1	318.7

Tabela 3.7 : Alocação dos custos de perdas no REDE5 ($t_1=t_2=1,1$ e capacitor de 100 Mvar na barra 1). Custo total 1147 (\$).

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
nº	(\$)	(\$)				
1.0	270.7	271.2	253.0	208.2	288.6	172.1
2.0	565.4	564.6	573.6	571.8	566.6	714.6
3.0	311.0	311.3	320.6	367.1	292.0	260.5

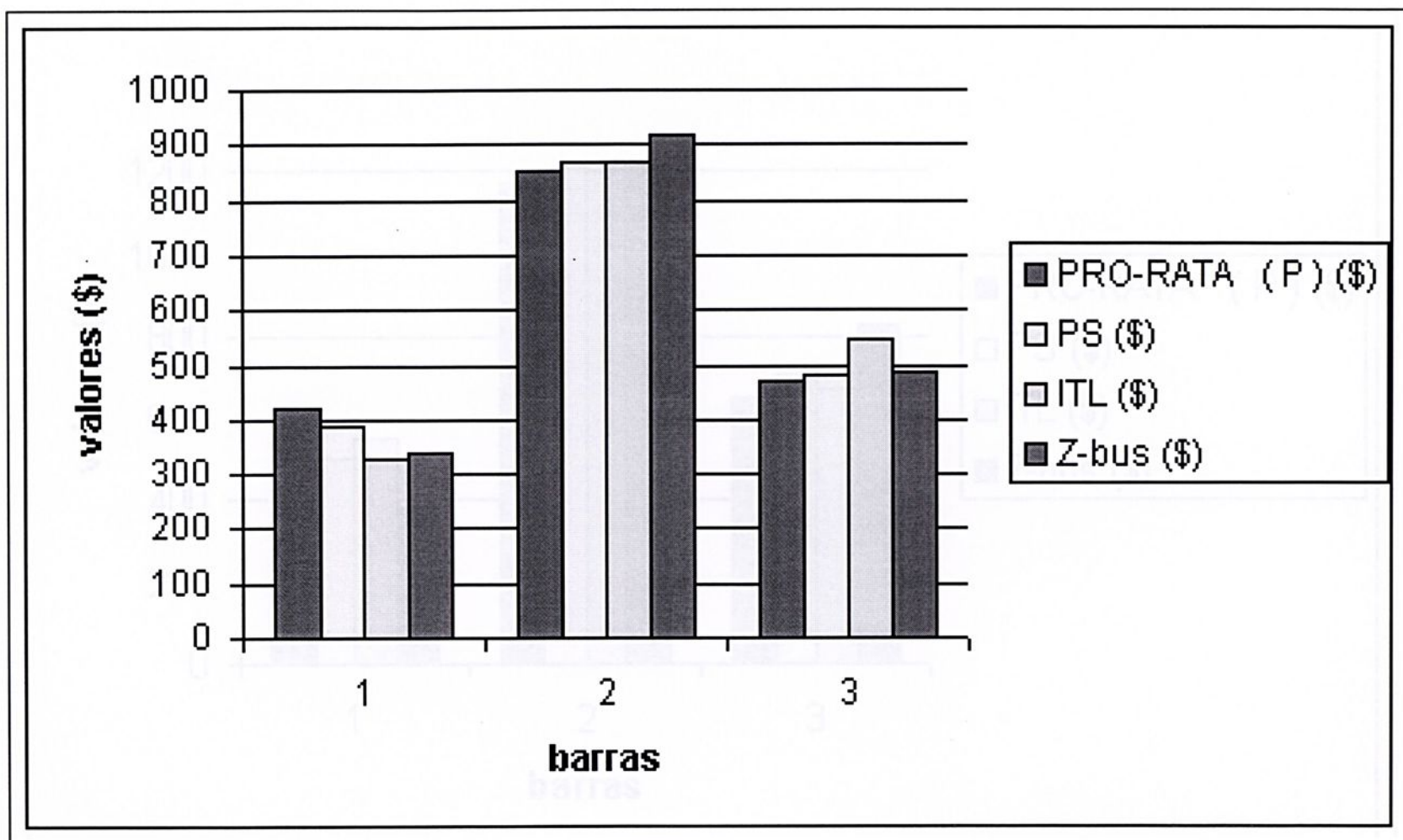


Figura 3.4: Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.4.

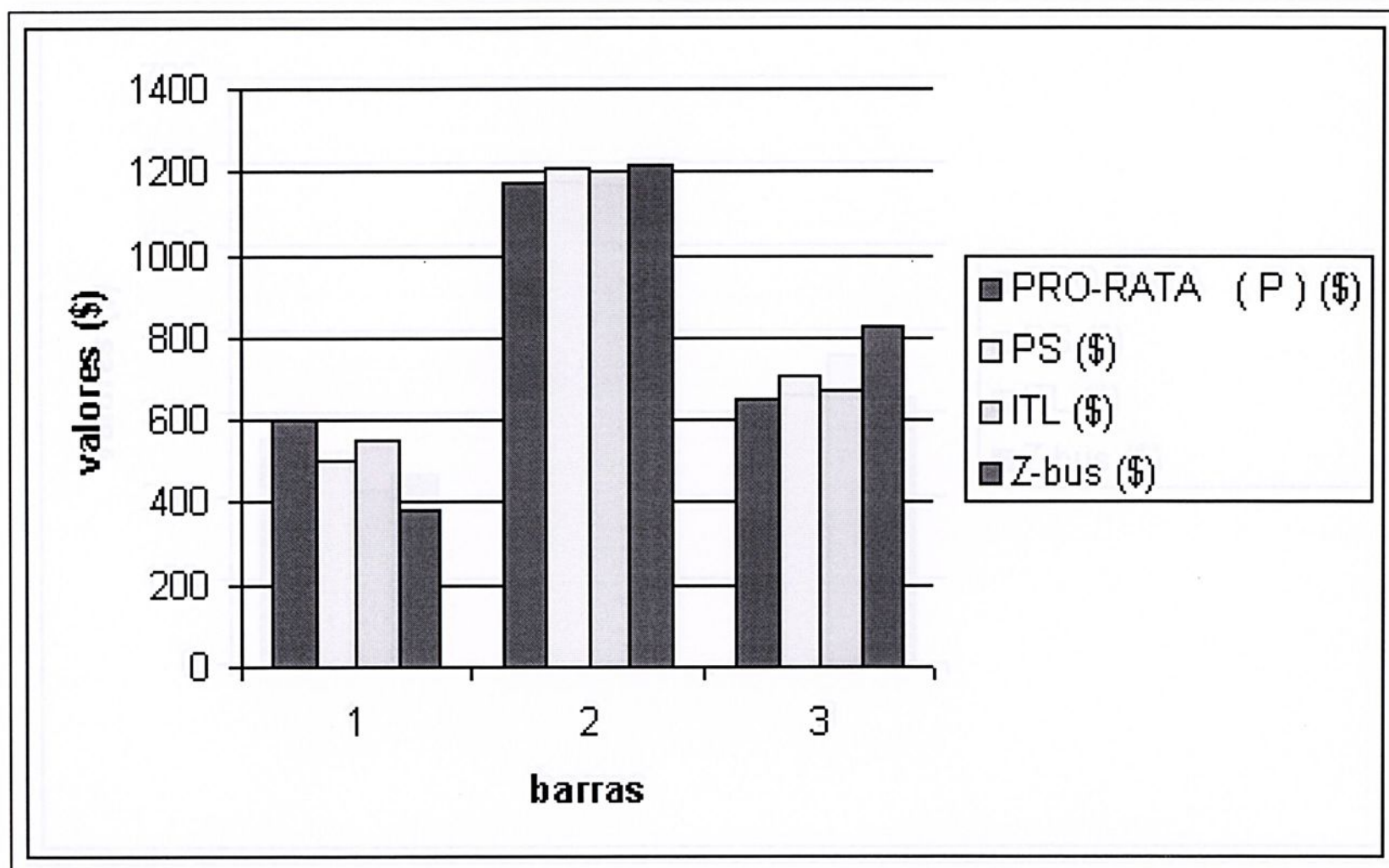


Figura 3.5: Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.5

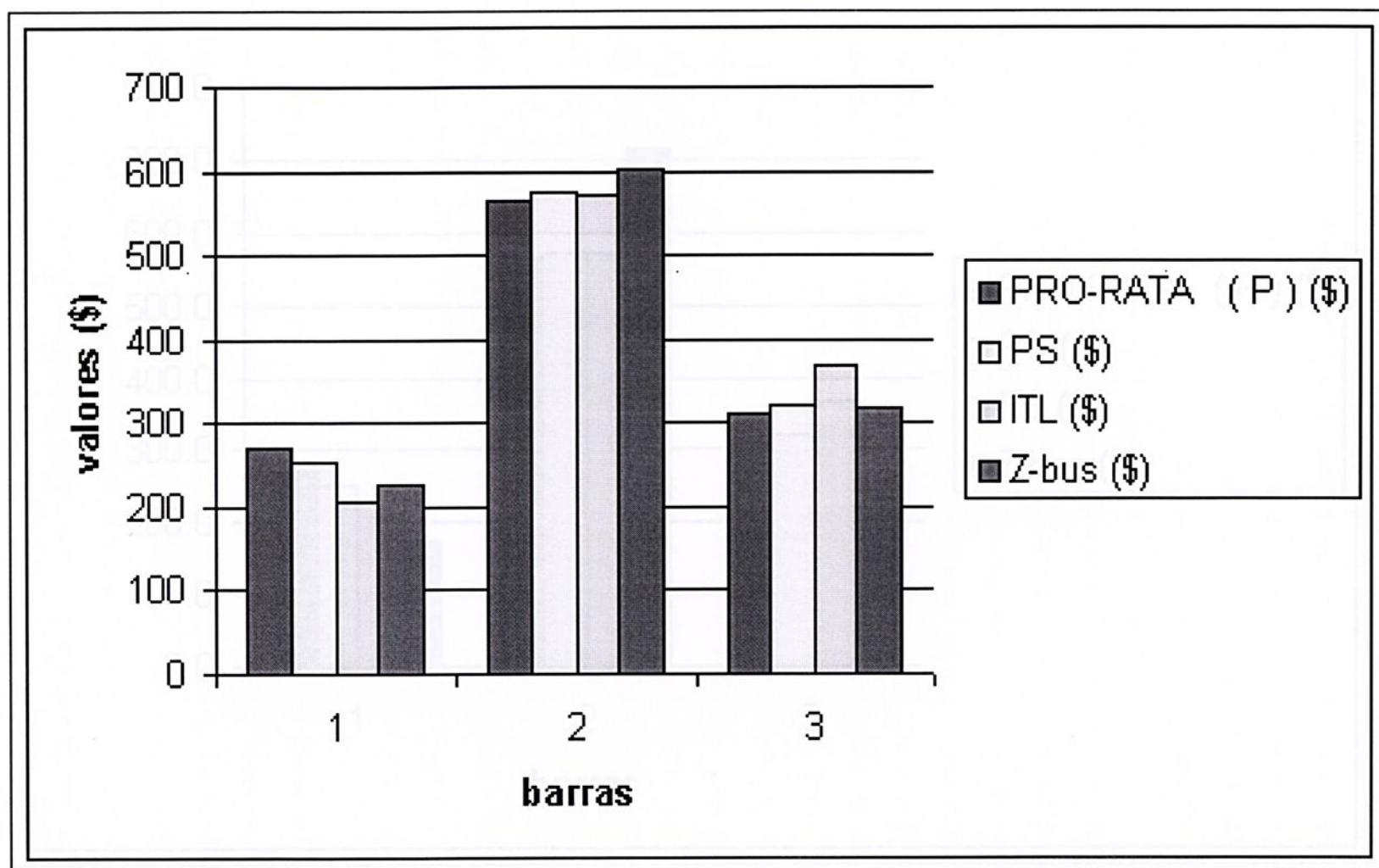


Figura 3.6: Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.6

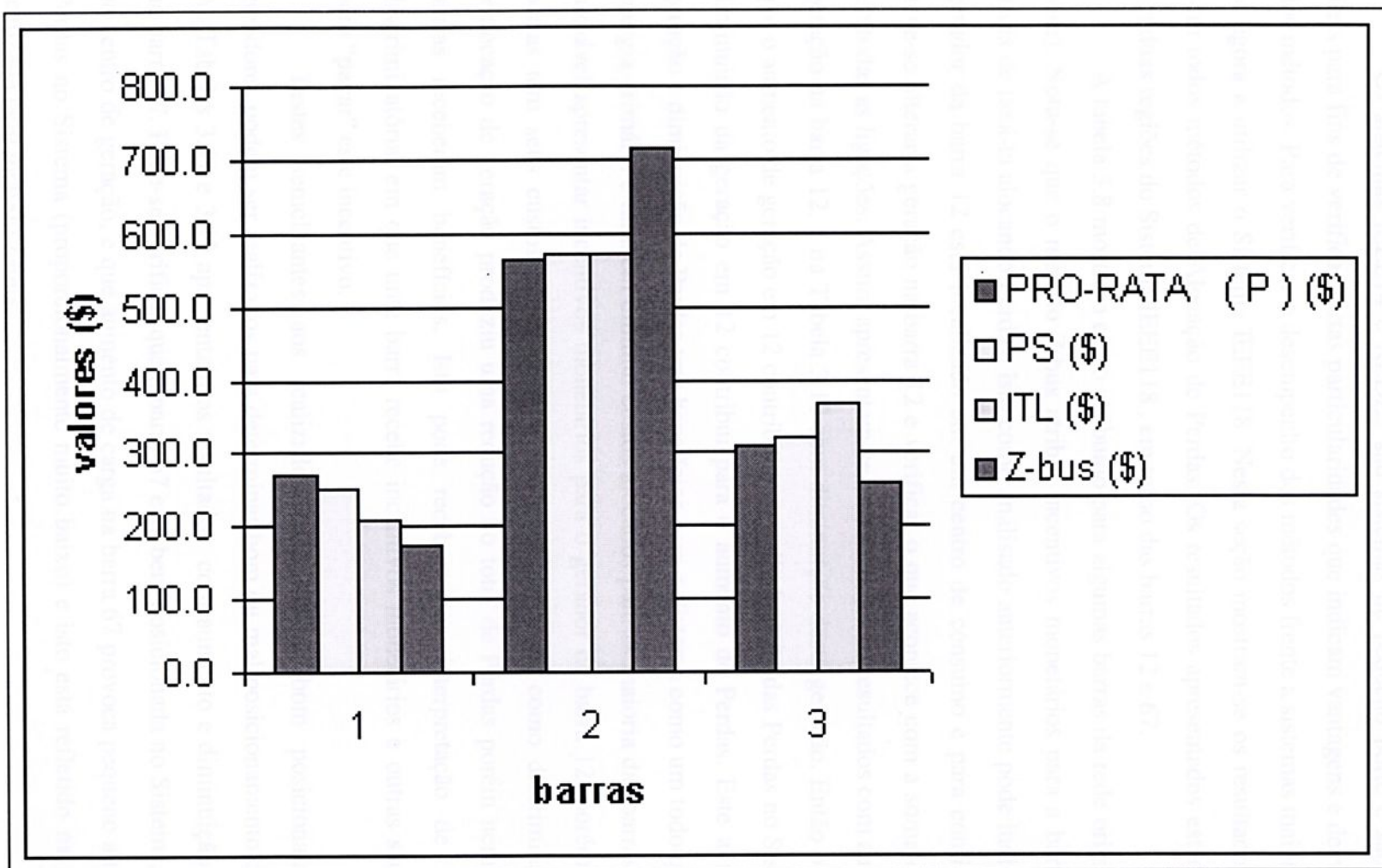


Figura 3.7: Ilustração dos custos alocados para dados da tabela 3.7

3.3 – Resultados com o Sistema IEEE118.

Os sistemas IEEE14 e REDE5 são sistemas de pequeno porte e são bastante úteis para fins de verificar certas particularidades que indicam vantagens e desvantagens dos métodos. Para verificar o desempenho dos métodos frente a sistemas maiores passa-se agora a utilizar o Sistema IEEE118. Nesta seção mostram-se os resultados obtidos com todos métodos de Alocação de Perdas. Os resultados apresentados estão focados em duas regiões do Sistema IEEE118, em torno das barras 12 e 67.

A tabela 3.8 mostra o custo atribuído para algumas barras da rede original (caso base). Nota-se que o método Z-bus atribui incentivos monetários para a barra 12, ao invés de taxá-la alocando Perdas. Isto como analisado anteriormente pode indicar que o gerador da barra 12 está localizado em um centro de consumo e para confirmar isto deve-se alterar a geração na barra 12 e verificar o que acontece com a soma de Perdas em todas as ligações. Assim, apresentam-se na Tabela 3.9 os resultados com aumento da geração na barra 12, e na Tabela 3.10 com diminuição desta geração. Então observa-se que o aumento de geração em 12 contribui para a diminuição das Perdas no Sistema, e a diminuição da geração em 12 contribui para o aumento de Perdas. Este aumento de geração e diminuição de Perdas traz benefícios para o Sistema como um todo que poupa energia primária e também diminui custos alocados para as maioria das barras. Então é razoável apresentar incentivos monetários para o gerador da barra 12, porém algumas barras têm seus custos aumentados, e isto pode ser visto como discriminatório. A realocação de geração produziu uma redução no total de Perdas porém nem todas as barras receberam benefícios. Isto pode receber uma interpretação de Alocação discriminatória, em que uma barra recebe incentivos monetários e outras são taxadas para “pagar” este incentivo.

Testes semelhantes aos realizados para indicar bom posicionamento de geradores podem ser realizados para determinar bom ou mal posicionamento de cargas. As Tabelas 3.11 e 3.12 apresentam os resultados com aumento e diminuição da carga na barra 67. Pode-se verificar que a barra 67 está bem posicionada no Sistema, próxima ao centro de geração, e que aumento de carga na barra 67 provoca pequeno aumento de Perdas no Sistema (proporcionalmente muito baixo) e isto está refletido na Alocação realizada pelo método Z-bus.

No Apêndice E são mostrados os resultados para todas as barras da rede.

Tabela 3.8: Custos alocados para a barras com geradores do Sistema IEEE-118 (caso base). Custo total = 6622 (\$).

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
nº	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
4	34.75	39.80	22.64	31.79	33.05	28.40
10	400.93	361.13	410.13	268.54	206.03	346.53
12	33.86	75.88	8.54	22.44	85.46	-59.55
25	196.01	179.85	283.99	156.66	224.88	215.73
26	279.76	259.14	291.57	197.99	211.55	251.09
46	8.02	14.75	11.29	23.21	121.35	-4.28
49	104.24	118.43	111.41	93.59	172.66	41.46
54	57.91	62.08	77.38	124.68	65.25	98.98
59	108.7	108.16	38.52	198.15	160.39	23.71
61	142.55	138.86	60.56	74.45	184.53	80.64
65	348.37	332.62	235.08	255.75	215.4	343.94
66	314.51	281.93	432.85	283.33	242.78	335.08
67	24.95	23.69	8.82	7.56	21.62	-15.66
69	457.45	420.66	472.79	450.47	251.91	636.67
80	309.16	286.49	165.88	359.58	247.57	384.22
89	540.81	505.82	583.42	1096.63	403.85	1876.22
100	191.56	192.25	219.49	168.88	233.67	212
103	15.15	24.6	14.25	21.39	170.72	10.53
111	32.07	30.8	19.51	-10.23	61.99	-36.58

Tabela 3.9: Custos alocados para barras com geração do Sistema IEEE-118 (gerador de 85 MW para 95 MW na barra 12). Custo total = 6574(\$).

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
nº	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
4	34.50	39.38	22.65	30.06	32.06	26.09
10	398.11	358.97	409.06	283.91	211.97	374.49
12	42.46	77.28	10.70	20.70	86.81	-69.01
25	194.63	178.75	282.09	160.61	228.81	222.22
26	277.79	257.59	290.38	203.92	215.11	261.31
46	7.96	14.82	11.1	23.12	115.47	-4.29
49	103.51	117.33	110.47	92.07	168.88	38.76
54	57.5	61.71	77.2	124.75	56.43	100.33
59	107.93	107.52	38.51	198.04	155.78	26.57
61	141.55	138.03	61.57	72.67	181.93	76.41
65	345.91	330.44	234.51	251.58	214.1	334.15
66	312.29	280.24	433.36	279.5	241.96	326.53
67	24.77	23.55	8.81	7.72	21.66	-14.98
69	444.54	409.37	458.49	431.08	250.54	601.63
80	306.98	284.74	166.48	354.46	246.59	374.05
89	537	502.8	583.07	1089.9	409.88	1860.03
100	190.21	191.1	219.41	166.25	232.29	206.54
103	15.04	24.45	14.25	21.08	166.56	10.19
111	31.85	30.61	19.51	-10.61	54.66	-37.45



Tabela 3.10: Custos alocados para barras com geração do Sistema IEEE-118 (gerador de 85 MW 75 MW na barra 12). Custo total = 6673 (\$).

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
nº	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
4	35.01	40.22	22.69	33.55	34.06	30.67
10	403.96	363.41	411.96	253.11	200.70	318.42
12	25.14	75.51	6.38	25.25	84.36	-47.79
25	197.49	181	286.08	152.7	221.46	209.26
26	281.88	260.78	292.25	192.04	208.45	240.84
46	8.08	14.68	11.5	23.3	126.92	-4.27
49	105.03	119.59	112.57	95.14	176.34	44.2
54	58.35	62.48	77.58	124.66	73.47	97.63
59	109.52	108.84	38.54	198.37	164.82	20.83
61	143.63	139.74	61.3	76.23	187.14	84.9
65	351	334.93	241.4	259.95	216.85	353.84
66	316.89	283.71	437.73	287.2	243.78	343.73
67	25.14	23.84	8.82	7.42	21.6	-16.34
69	470.81	432.26	484.11	470.43	253.46	672.92
80	311.5	288.33	165.64	364.78	248.73	394.53
89	544.9	509.01	583.68	1103.48	398.71	1892.72
100	193.01	193.47	219.39	171.54	235.19	217.54
103	15.26	24.76	14.25	21.71	174.75	10.87
111	32.32	30.99	19.51	-9.85	68.86	-35.7

Tabela 3.11: Custos alocados para barras com geradores do Sistema IEEE-118 (aumento de carga em 67 de 28 MW para 38 MW). Custo total = 6689(\$).

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
nº	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
4	35.00	40.22	22.70	33.57	34.14	30.68
10	403.83	363.37	411.52	252.80	201.26	318.01
12	25.13	75.50	6.33	25.24	84.57	-47.75
25	197.43	180.99	285.58	152.71	222.19	209.43
26	281.78	260.76	289.69	192.04	209.13	241
46	8.08	14.65	11.73	23.33	126.97	-4.21
49	105	119.7	112.61	94.7	176.37	43.56
54	58.33	62.46	77.78	124.99	73.05	98.17
59	109.48	108.84	38.49	199.07	164.63	22.02
61	143.58	139.8	59.38	75.26	186.79	83.14
65	350.88	335.01	249.65	259.16	217.24	352.55
66	316.78	283.67	431	285.54	243.91	340.84
67	34.1	31.98	13.05	11.51	22.44	-19.18
69	479.91	440.56	495.92	483.6	255.44	694.32
80	311.4	288.36	164.13	365.04	249.63	395.43
89	544.72	508.96	583.46	1103.64	399.99	1893.51
100	192.94	193.45	219.39	171.64	236	217.95
103	15.26	24.75	14.25	21.71	175.36	10.92
111	32.31	30.99	19.51	-9.83	69.19	-35.67



Tabela 3.12. Custos alocados para a região em torno da barra 12 do Sistema IEEE-118 (diminuição da carga em 67 de 28 MW para 18 MW). Custo total = 6658(\$).

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
nº	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
4	35.03	40.24	22.68	33.52	33.99	30.65
10	404.19	363.51	412.36	253.50	200.20	318.83
12	25.15	75.53	6.45	25.28	84.17	-47.82
25	197.6	181.05	286.53	152.73	220.79	209.09
26	282.03	260.86	292.01	192.1	207.82	240.7
46	8.08	14.71	11.28	23.28	126.88	-4.32
49	105.09	119.51	112.53	95.61	176.34	44.82
54	58.38	62.5	77.39	124.33	73.88	97.09
59	109.58	108.87	38.59	197.7	165.04	19.65
61	143.71	139.7	63.28	77.23	187.51	86.63
65	351.2	334.91	238.87	260.78	216.5	355.08
66	317.06	283.8	445	288.89	243.7	346.59
67	16.17	15.94	5.18	4.09	20.77	-12.07
69	461.83	424.05	475.62	457.5	251.55	651.84
80	311.68	288.36	166.54	364.58	247.9	393.6
89	545.21	509.15	582.64	1103.37	397.53	1891.86
100	193.11	193.52	219.55	171.48	234.44	217.12
103	15.27	24.76	14.25	21.71	174.17	10.82
111	32.34	31	19.51	-9.85	68.53	-35.73

As figuras 3.8, 3.9, 3.10 , 3.11 e 3.12 ilustram de forma gráfica o comportamento dos métodos P, PS, ITL e Z-bus para os dados das tabelas 3.8, 3.9, 3.10 e 3.11 e 3.12 respectivamente.



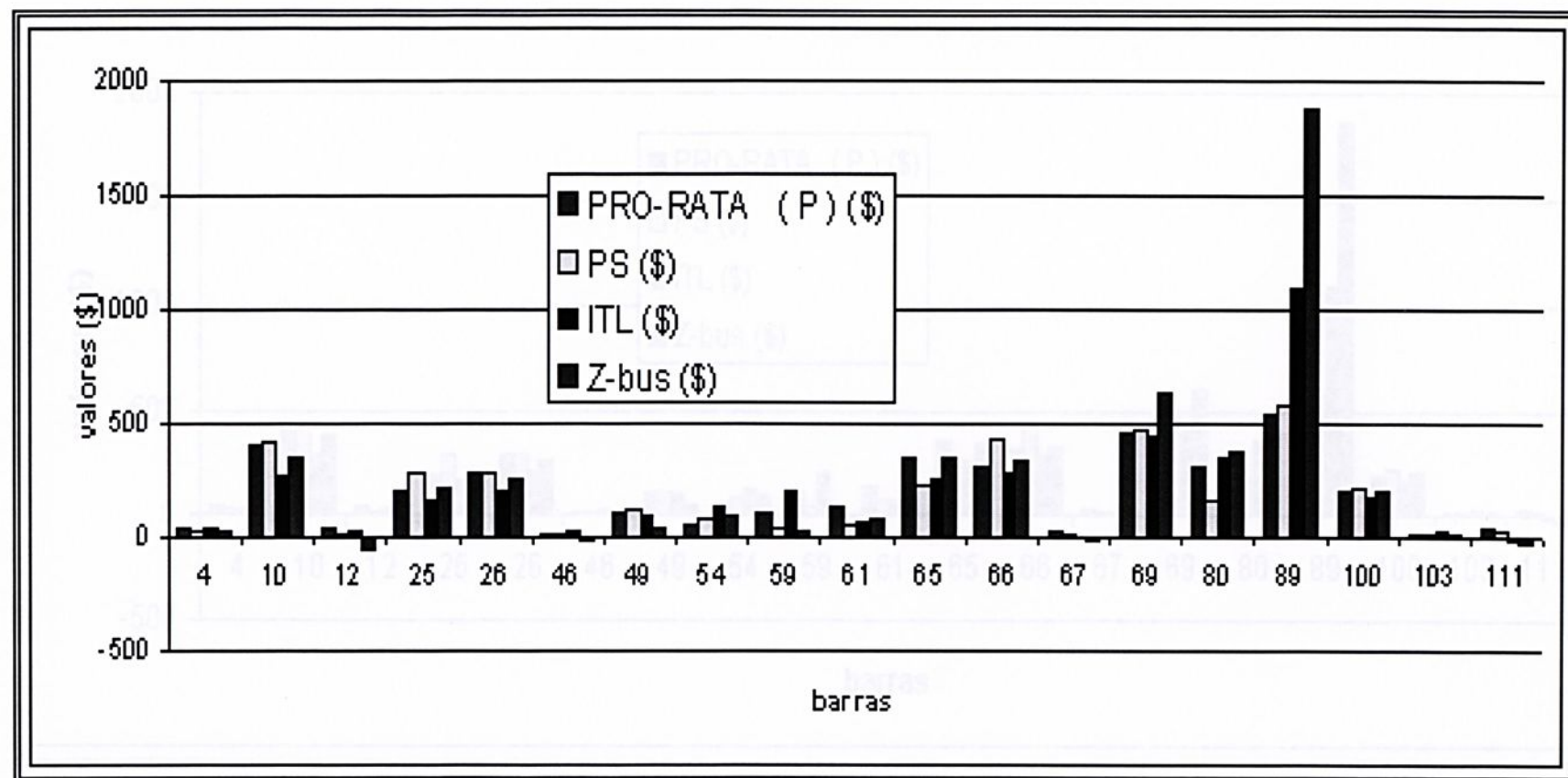


Figura 3.8: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.8.

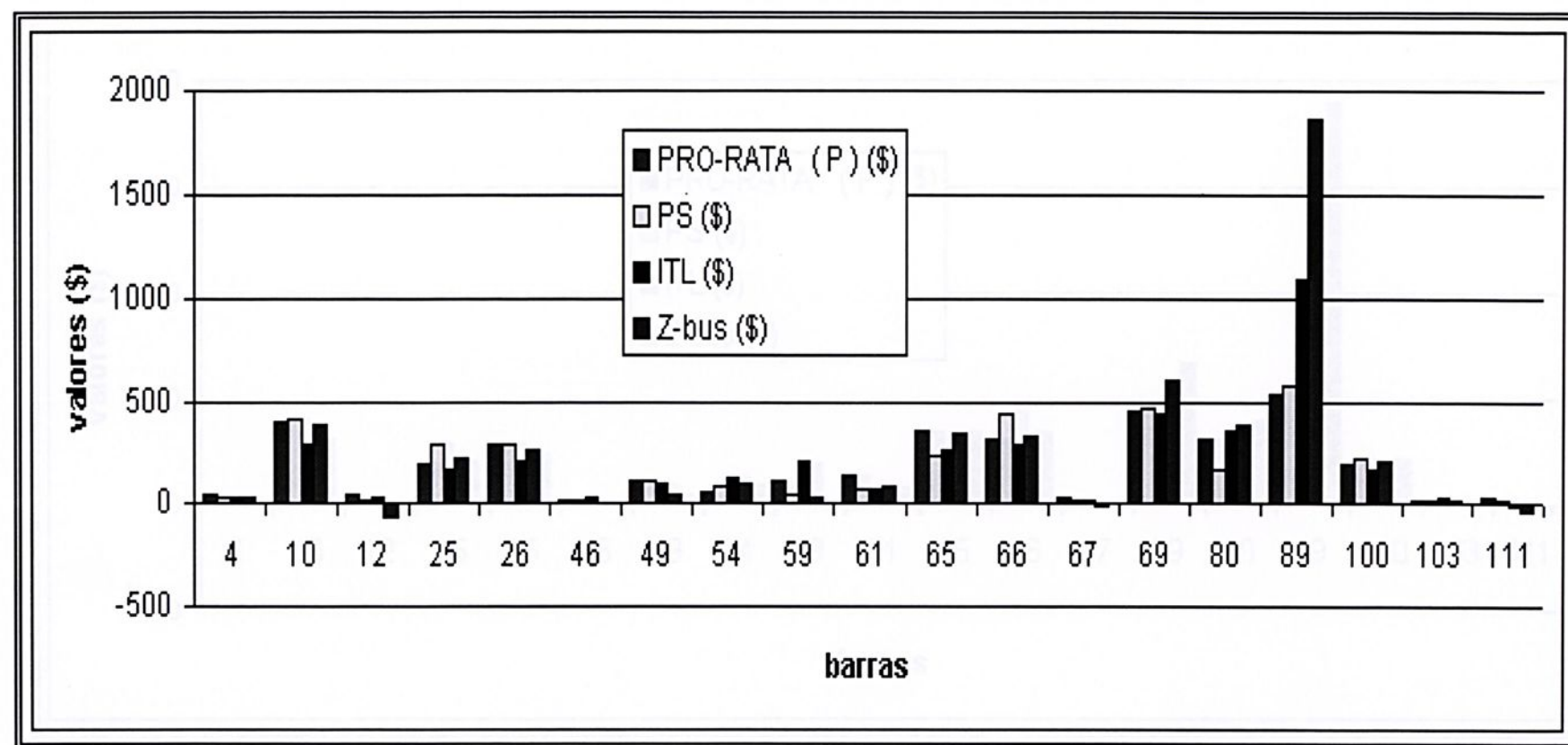


Figura 3.10: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.10.

Figura 3.9: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.9.

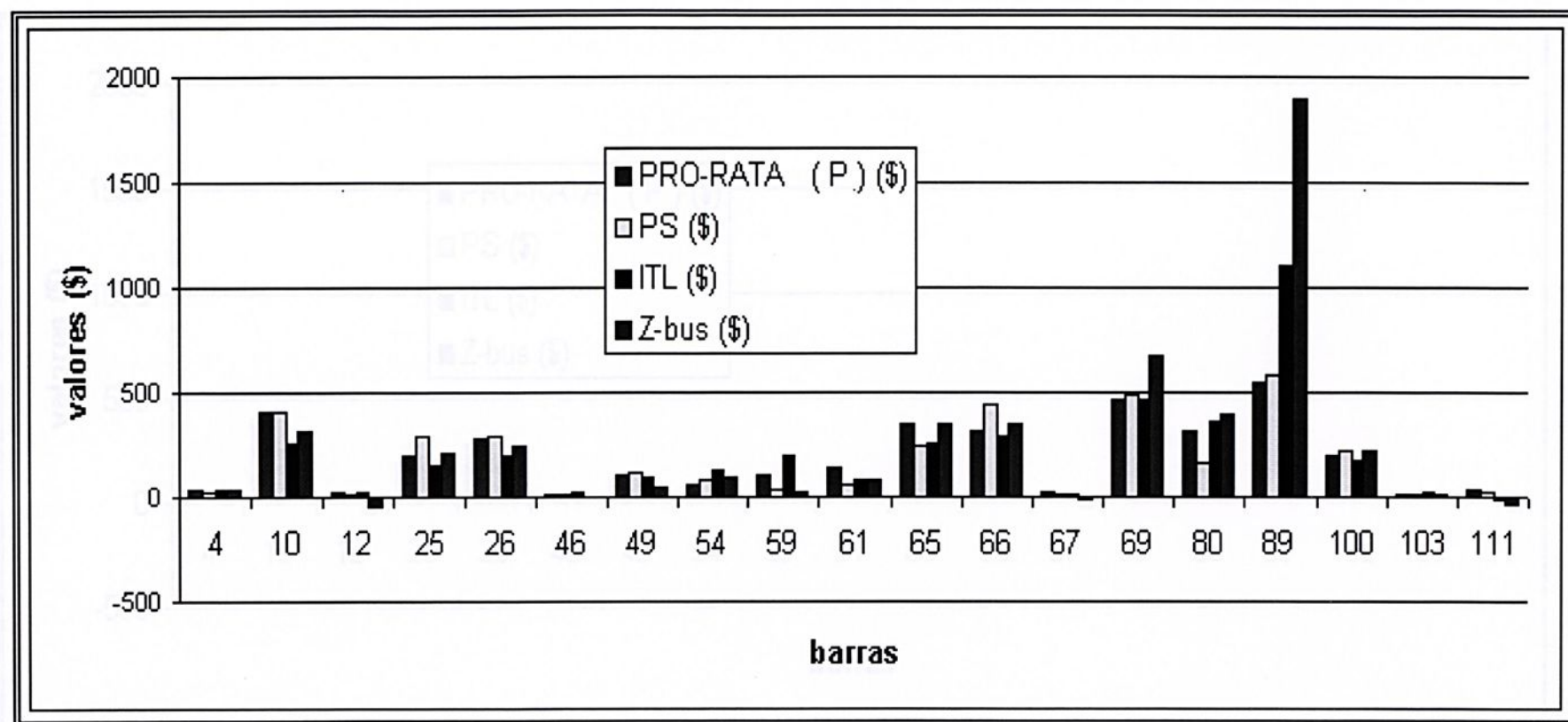


Figura 3.10: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.10.

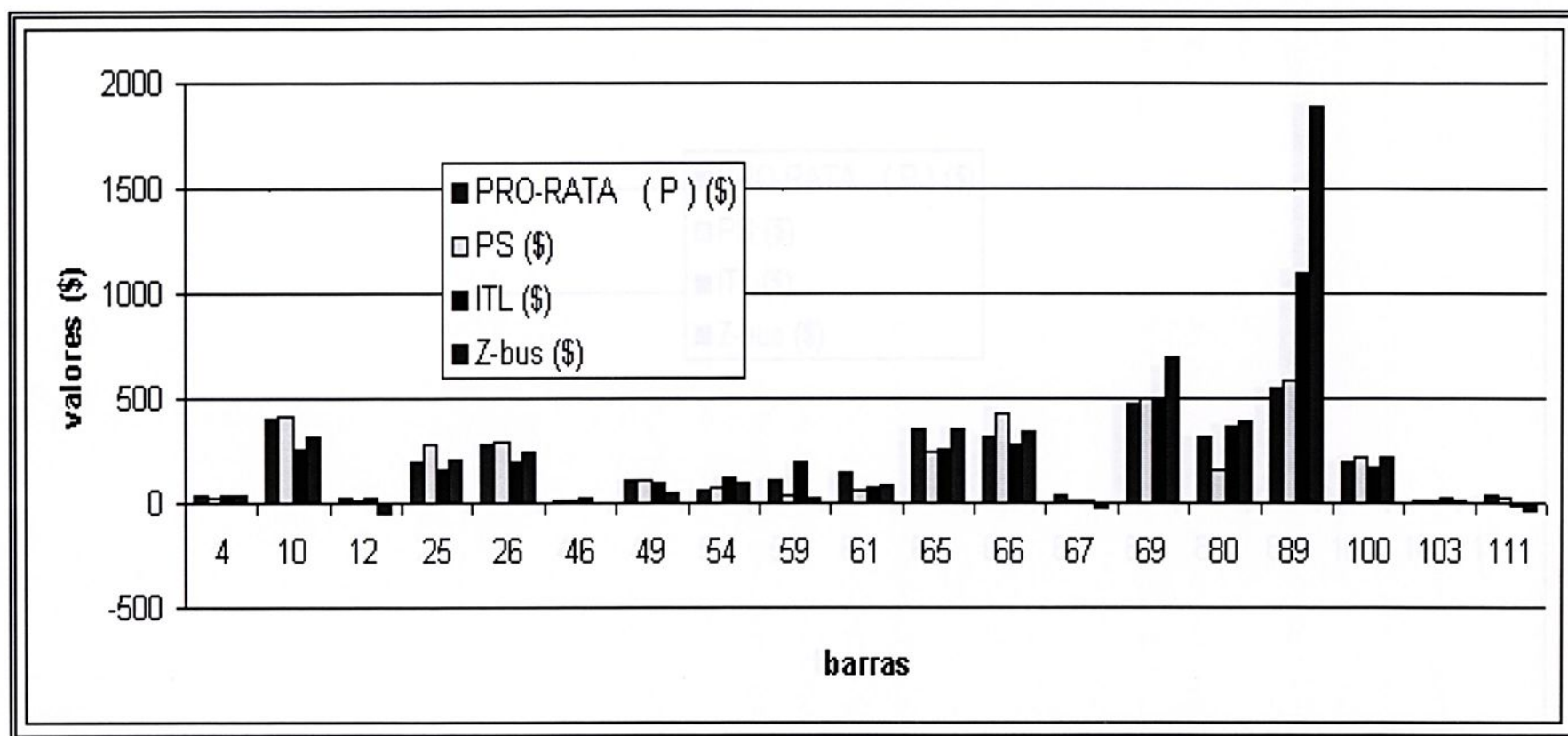


Figura 3.11: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.11.

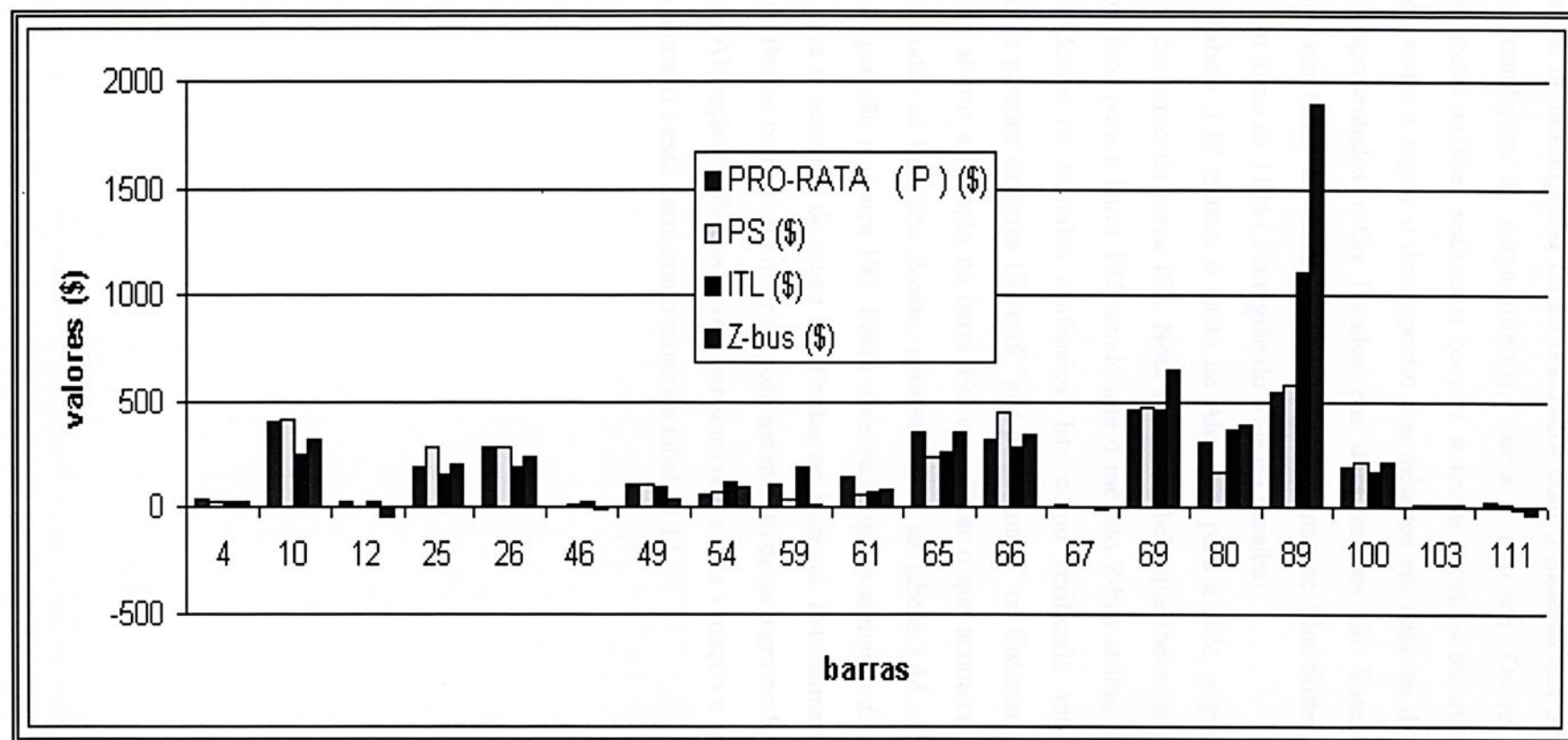


Figura 3.12: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.12.

3.4 – Resultados com o Sistema Sul Sudeste Brasileiro.

Testes de desempenho foram realizados com o Sistema Sul Sudeste Brasileiro 2003 para condições de carga mínima, média e máxima. Os resultados obtidos confirmam todas análises realizadas com os sistemas elétricos testados anteriormente. Assim, se mostra a seguir o desempenho dos métodos em análises de casos reais. Os resultados apresentados estão focados em duas regiões do Sistema Sul Sudeste Brasileiro , em torno da barra 192 (região das usinas de Ilha Solteira, Jupia e Três Irmãos) e em torno da 1196 (Na região do Vale do Paraíba).

A Tabela 3.13 mostra o custo de Alocação para a rede original (caso base – carga leve) em torno da barra 192. Nota-se nesta tabela que todos os métodos alocam custos positivos para a barra 192, sendo que o método Z-bus atribui o maior custo a esta barra dentre os métodos analisados. Isto como verificado anteriormente pode indicar que o gerador da barra 192 está “mal posicionado” no Sistema e para confirmar isto deve-se alterar a geração na barra 192 e verificar o que acontece com a soma de Perdas em todas as ligações. Assim, apresentam-se na tabela 3.14 os resultados com aumento da geração na barra 192. Então observa-se que o aumento de geração em 192 contribui para o aumento do custo das Perdas no Sistema. Este aumento de geração e aumento de Perdas confirmam um mal posicionamento desta barra no Sistema. Então os métodos de Alocação de Perdas devem ser sensíveis a esta variação e aumentar o custo de Perdas alocado a esta barra como mostra a tabela 3.14.



Tabela 3.13: Custos alocados para a região em torno da barra 192 (caso base – carga leve). Custo total = 51400 (\$).

Barra	PRO-RATA		Z-bus	ITL	ITL(POS)
nº	(P)	(I)			
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
176	40.22	36.28	50.12	32.25	91.81
177	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
179	263.84	288.74	629.30	406.37	111.73
180	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
181	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
182	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
183	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
184	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
185	170.53	153.58	337.87	183.06	99.14
186	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
187	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
189	564.68	581.44	-408.08	203.54	79.90
190	0.00	24.74	12.28	0.00	0.00
191	449.6	733.48	141.48	460.03	97.78
192	547.78	574.62	1113.31	754.1	107.32
193	0	18.4	11.49	0	0
194	390.13	347.31	808.41	456.16	101.72
196	228.44	198.7	676.23	355.73	112.19
197	634.66	549.25	2093.39	1057.16	115.12

Tabela 3.14: Custos alocados para a região em torno da barra 192 (incremento de 400 MW na barra 192 – carga leve). Custo total = 51850 (\$).

Barra	PRO-RATA		Z-bus	ITL	ITL(POS)
nº	(P)	(I)			
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
176	40.57	36.52	51.38	32.50	92.42
177	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
179	266.12	287.01	651.94	414.37	113.24
180	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
181	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
182	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
183	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
184	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
185	172.00	154.62	343.32	184.60	99.91
186	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
187	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
189	569.56	581.98	-432.85	193.76	79.72
190	0.00	29.28	14.30	0.00	0.00
191	136.29	602.2	-386.38	136.26	97.89
192	877.05	830.32	2075.72	1219.09	108.64
193	0	22.58	13.97	0	0
194	393.5	348.45	836.18	459.52	102.51
196	230.42	198.99	702.76	363.15	113.76
197	640.14	552.27	2150.48	1076.58	116.67



A tabela 3.15 mostra o custo de Alocação para a rede original (caso base – carga leve) em torno da barra 1196. Nota-se nesta tabela que o método Z-bus atribui incentivos monetários para a barra 1196, ao invés de taxá-la alocando Perdas. Isto como analisado anteriormente pode indicar que o gerador da barra 1196 está localizado em um centro de consumo e para confirmar isto deve-se alterar a geração na barra 1196 e verificar o que acontece com a soma de Perdas em todas as ligações. Assim, apresentam-se na tabela 3.16 os resultados com aumento da potência gerada na barra 1196. Observa-se que o aumento de geração em 1196 contribui para a diminuição das Perdas no Sistema. Este aumento de geração e diminuição de Perdas traz benefícios para o Sistema como um todo que poupa energia primária e também diminui custos alocados para as maioria das barras, então é razoável apresentar incentivos monetários para o gerador da barra 1196 confirmando o bom posicionamento desta barra como mostram os métodos ITL e Z-BUS, porém algumas barras têm seus custos aumentados, e isto pode ser visto como discriminatório. Os resultados mostrados na tabela 3.17 que mostra os resultados para carga média (caso base) em torno da barra 192, sinalizam para o mal posicionamento da barra 192 com todos os métodos, alocando custos para esta barra. Este mal posicionamento é confirmado na tabela 3.18 que indica um aumento no custo total de Perdas e um aumento no custo alocado a esta barra, quando se aumenta a potência gerada na barra 192 em 400 MW. A tabela 3.19 apresenta os resultados para Carga-Média (caso-base) em torno da barra 1196 e a tabela 3.20 apresenta o caso modificado com o aumento de 400 MW na geração da barra 1196. Observa-se que o aumento da geração da barra 1196, provoca diminuição de Perdas no Sistema, entretanto todos os métodos indicaram para um aumento no custo de Perdas alocado à barra 1196, o que neste caso pode indicar um comportamento discriminatório com relação a esta barra. Para o caso carga pesada apresentados nas tabelas 3.21, 3.22, 3.23 e 3.24 os métodos indicaram um aumento no custo de Perdas alocado às barras 192 e 1196. Neste caso o método ITL e o método Z-bus também indicam uma Alocação discriminatória para a barra 1196 pois o aumento da potência gerada nesta barra trouxe benefícios ao Sistema diminuindo as Perdas. O apêndice E, apresentam-se resultados visuais.



Tabela 3.15: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (caso base – carga leve). Custo total = 51400 (\$).

Barra nº	PRO-RATA		Z-bus (\$)	ITL (\$)	ITL(POS) (\$)
	(P)	(I)			
	(\$)	(\$)			
1193	76.26	66.60	242.84	225.06	22.57
1194	58.00	53.27	165.76	171.77	22.58
1195	21.48	19.17	88.49	80.01	23.80
1196	0.00	39.93	-364.61	0.00	0.00
1197	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1198	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1199	206.57	178.64	733.79	614.60	22.60
1200	8.45	7.09	10.42	23.75	47.91
1202	2.33	1.90	-0.13	5.81	21.83
1203	3.46	16.76	-301.95	8.97	22.00
1204	25.58	22.62	94.42	76.00	22.60
1205	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1207	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1208	6.92	6.17	15.55	21.03	22.71
1209	4.26	3.78	12.25	13	22.72
1210	3.78	3.33	11.87	12.13	22.97
1211	6.68	5.33	-13.61	14.73	21.38
1212	1.69	1.36	-2.32	3.91	21.55
1214	6.52	10.03	-119.52	24.21	23.78

Tabela 3.16: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (incremento de 400 MW na barra 1196 – carga leve). Custo total = 49351(\$).

Barra nº	PRO-RATA		Z-bus (\$)	ITL (\$)	ITL(POS) (\$)
	(P)	(I)			
	(\$)	(\$)			
1193	73.21	62.78	256.40	203.10	21.56
1194	55.68	50.63	189.75	159.59	21.71
1195	20.62	18.31	100.39	76.74	23.09
1196	308.88	253.71	-1901.93	-517.92	27.89
1197	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1198	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1199	198.30	168.38	754.24	555.85	21.61
1200	8.11	6.77	14.65	22.16	51.71
1202	2.24	1.82	1.59	5.55	21.09
1203	3.32	16.01	-245.14	8.57	21.25
1204	24.56	21.46	98.50	69.98	21.68
1205	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1207	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1208	6.64	5.89	19.28	19.62	21.85
1209	4.09	3.6	13.93	12.08	21.85
1210	3.63	3.18	13.34	11.29	22.1
1211	6.41	5.09	-7.09	14.45	20.72
1212	1.62	1.3	-0.8	3.79	20.86
1214	6.25	9.48	-91.55	26.02	23.8



Tabela 3.17: Custos alocados para a região em torno da barra 192
(caso base – carga média). Custo total = 88645(\$).

Barra nº	PRO-RATA		Z-bus (\$)	ITL (\$)	ITL(POS) (\$)
	(P)	(I)			
	(\$)	(\$)			
176	68.48	64.22	28.97	40.61	209.07
177	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
179	449.52	431.81	1211.38	817.71	237.23
180	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
181	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
182	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
183	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
184	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
185	290.47	274.28	212.34	208.43	211.93
186	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
187	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
189	1086.79	1159.97	3615.94	2264.13	243.30
190	0.00	162.31	-70.80	0.00	0.00
191	1234.46	1602.62	3483.07	2422.33	240.52
192	932.17	1081.54	2651.79	1878.82	241.74
193	0	170.17	-77.87	0	0
194	566.59	533.69	1816.94	1110.41	240.46
196	388.77	431.87	1010.31	765.47	240.67
197	1003.96	893.46	3246.07	2010.68	241.45

Tabela 3.18: Custos alocados para a região em torno da barra 192
(incremento de 400 MW na barra 192 – carga média).
Custo total = 88875(\$).

Barra nº	PRO-RATA		Z-bus (\$)	ITL (\$)	ITL(POS) (\$)
	(P)	(I)			
	(\$)	(\$)			
176	68.65	64.37	30.06	41.23	209.90
177	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
179	450.64	430.26	1241.89	831.46	239.10
180	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
181	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
182	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
183	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
184	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
185	291.20	274.96	217.16	211.35	212.84
186	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
187	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
189	1089.50	1160.78	3594.70	2261.95	244.52
190	0.00	158.49	-67.92	0.00	0.00
191	799.64	1311.09	2145.1	1562.51	241.65
192	1377.37	1446.35	4160.5	2807.75	243.63
193	0	166.97	-75.64	0	0
194	568	534.08	1843.07	1120.22	242.08
196	389.74	428.65	1032.49	778.81	242.69
197	1006.46	894.61	3312.35	2042.1	243.41



Tabela 3.19: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (caso base – carga média). Custo total = 88645 (\$).

Barra	PRO-RATA		Z-bus	ITL	ITL(POS)
nº	(P)	(I)			
	(\$)	(\$)			
1193	117.18	106.79	15.04	10.72	23.55
1194	89.57	85.53	17.89	2.36	22.98
1195	33.13	32.50	111.79	54.11	36.98
1196	0.00	57.11	203.97	0.00	0.00
1197	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1198	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1199	280.09	252.36	15.12	35.31	23.85
1200	19.55	17.78	31.45	18.14	228.80
1202	5.08	4.68	12.18	6.52	33.93
1203	6.30	26.93	88.99	8.33	34.29
1204	35.01	32.14	-6.40	0.35	22.84
1205	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1207	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1208	15.46	14.61	26.23	12.2	29.62
1209	9.06	8.36	24.95	11.68	33.99
1210	7.73	7.22	8.25	4.4	27.71
1211	14.58	13.35	46.83	27.33	39.08
1212	3.76	3.43	10.65	6.1	36.9
1214	8.5	7.42	20.62	13.58	36.66

Tabela 3.20: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (incremento de 400 MW na barra 1196 – carga média). Custo total = 87760 (\$).

Barra	PRO-RATA		Z-bus	ITL	ITL(POS)
nº	(P)	(I)			
	(\$)	(\$)			
1193	114.40	102.13	0.28	-22.09	21.10
1194	87.44	82.86	56.01	-4.41	22.20
1195	32.35	31.66	115.05	46.09	33.55
1196	431.29	367.89	974.61	506.85	210.45
1197	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1198	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1199	273.44	241.11	-39.79	-43.48	21.37
1200	19.08	17.33	35.39	14.03	223.84
1202	4.96	4.56	14.23	5.72	31.46
1203	6.15	26.23	152.61	7.25	31.67
1204	34.18	31.02	-1.70	-4.24	21.63
1205	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1207	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1208	15.1	14.23	30.17	9.05	27.20
1209	8.84	8.09	29.15	10.65	31.85
1210	7.55	7.04	7.85	2.27	24.9
1211	14.23	13.01	55.16	25.82	36.54
1212	3.67	3.34	12.45	5.63	34.4
1214	8.3	7.23	31.98	16.75	38.11



Tabela 3.21: Custos alocados para a região em torno da barra 192 (caso base – carga pesada). Custo total =110143 (\$).

Barra	PRO-RATA		Z-bus	ITL	ITL(POS)
nº	(P)	(I)			
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
176	81.59	79.41	-23.65	20.17	236.80
177	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
179	532.10	529.00	1397.80	917.03	279.65
180	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
181	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
182	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
183	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
184	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
185	344.09	336.91	48.24	155.00	242.70
186	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
187	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
189	1159.99	1277.84	3271.03	2217.85	285.12
190	0.00	181.36	-63.66	0.00	0.00
191	2139.53	2365.65	5928.4	3970.35	283.49
192	1104.41	1247.29	3163.7	2129.21	285.58
193	0	180.19	-72.28	0	0
194	670.45	624.77	2084.62	1253.1	283.87
196	459.97	504.65	1260.9	863.63	284.12
197	1188.37	1106.03	3747.58	2337.15	286.71

Tabela 3.22: Custos alocados para a região em torno da barra 192 (incremento de 400 MW na barra 192 – carga pesada). Custo total = 110302 (\$).

Barra	PRO-RATA		Z-bus	ITL	ITL(POS)
nº	(P)	(I)			
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
176	81.70	79.54	-22.59	20.78	237.34
177	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
179	532.86	527.23	1428.74	931.29	280.87
180	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
181	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
182	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
183	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
184	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
185	344.58	337.49	52.99	157.78	243.27
186	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
187	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
189	1161.63	1278.29	3266.01	2213.81	285.48
190	0.00	181.63	-62.51	0.00	0.00
191	1672.7	1979.12	4548.51	3085.27	283.70
192	1579.63	1641.48	4728.27	3089.72	286.95
193	0	180.45	-71.55	0	0
194	671.4	625.7	2104.37	1262.12	284.73
196	460.63	506.39	1284.59	878.93	285.55
197	1190.05	1106.24	3819.71	2371	288.01



Tabela 3.23: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (caso base – carga pesada). Custo total = 110143(\$).

Barra	PRO-RATA		Z-bus	ITL	ITL(POS)
	(P)	(I)			
nº	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
1193	152.65	145.33	5.92	65.05	34.46
1194	142.60	140.48	-20.70	42.85	33.34
1195	50.25	51.76	169.72	104.82	49.27
1196	0.00	22.38	23.24	0.00	0.00
1197	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1198	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1199	330.38	310.48	19.69	151.50	34.75
1200	42.92	41.65	144.41	101.24	244.47
1202	11.12	11.36	51.17	36.00	59.56
1203	12.06	20.48	20.04	40.38	60.53
1204	40.09	38.09	-9.83	12.16	33.37
1205	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1207	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1208	33.82	33.67	70.2	50.28	43.93
1209	19.75	19.23	56.03	36.64	47.22
1210	13.95	13.47	13.56	12.79	38.84
1211	31.81	33.48	196.05	143.96	71.05
1212	8.28	8.55	45.6	32.93	66.16
1214	5.91	5.58	4.14	5.76	39.35

Tabela 3.24: Custos alocados para a região em torno da barra 1196 (incremento de 400 MW na barra 1196 – carga pesada).
Custo total = 107093 (\$).

Barra	PRO-RATA		Z-bus	ITL	ITL(POS)
	(P)	(I)			
nº	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
1193	148.53	139.06	-39.90	33.66	31.26
1194	138.75	135.81	-16.50	34.70	31.48
1195	48.89	50.23	156.40	93.11	46.55
1196	460.19	410.63	431.08	352.74	242.17
1197	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1198	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1199	321.44	297.06	-86.39	82.69	31.54
1200	41.76	40.42	140.71	93.54	240.96
1202	10.81	11.02	51.56	34.23	58.05
1203	11.73	19.88	31.11	38.45	59.06
1204	39.00	36.75	-13.29	8.30	31.14
1205	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1207	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1208	32.9	32.68	67.35	44.55	41.54
1209	19.21	18.59	57.72	34.6	45.61
1210	13.58	13.07	9.4	9.75	35.74
1211	30.95	32.5	200.47	139.59	70.31
1212	8.05	8.3	46.28	31.7	65.08
1214	5.75	5.41	5.93	6.24	39.09

As figuras 3.13 à 3.24 ilustram de forma gráfica o comportamento dos métodos P, ITL e Z-bus para os dados das tabelas 3.13 à 3.24 respectivamente.



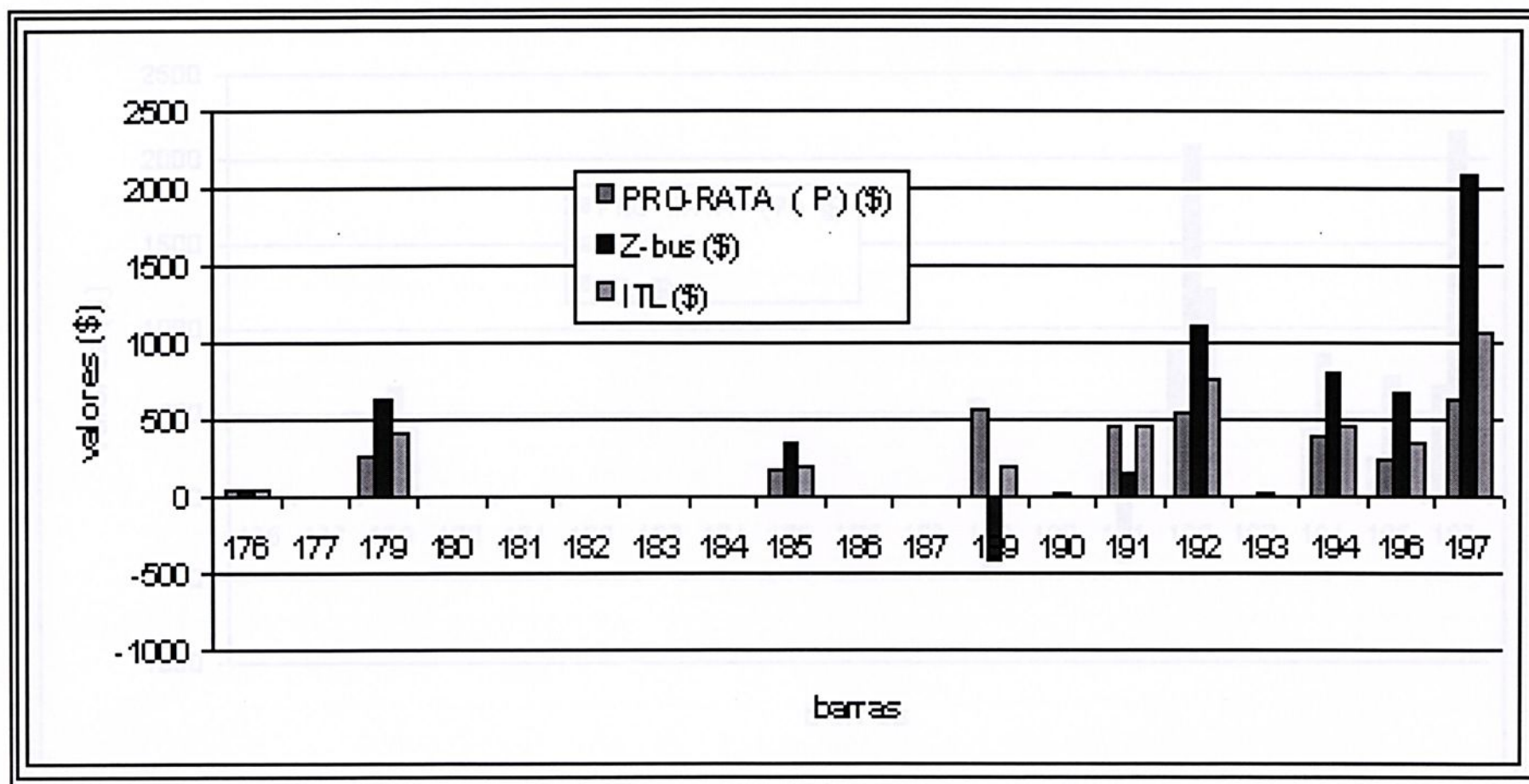


Figura 3.13: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.13.

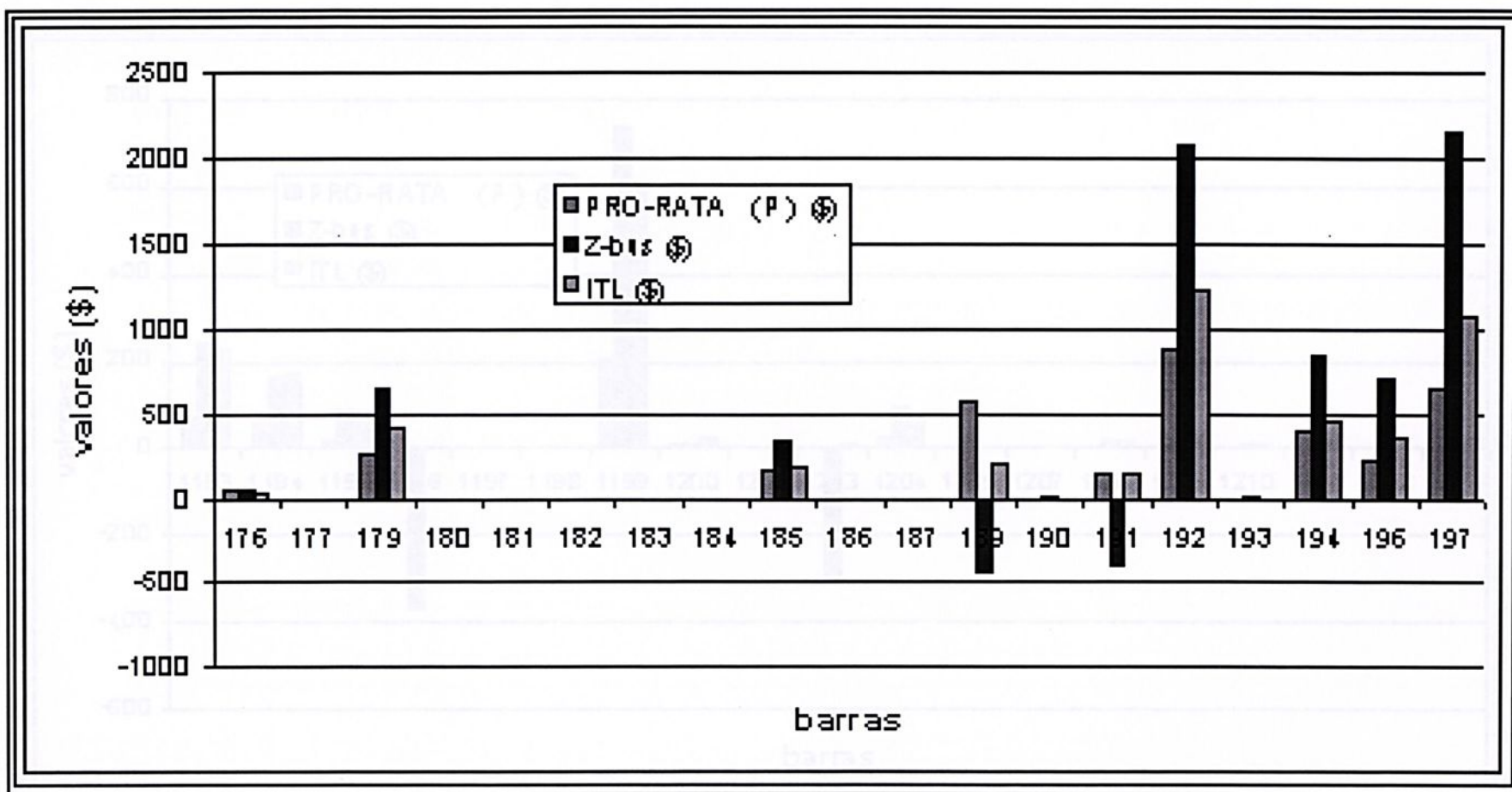


Figura 3.14: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.14.

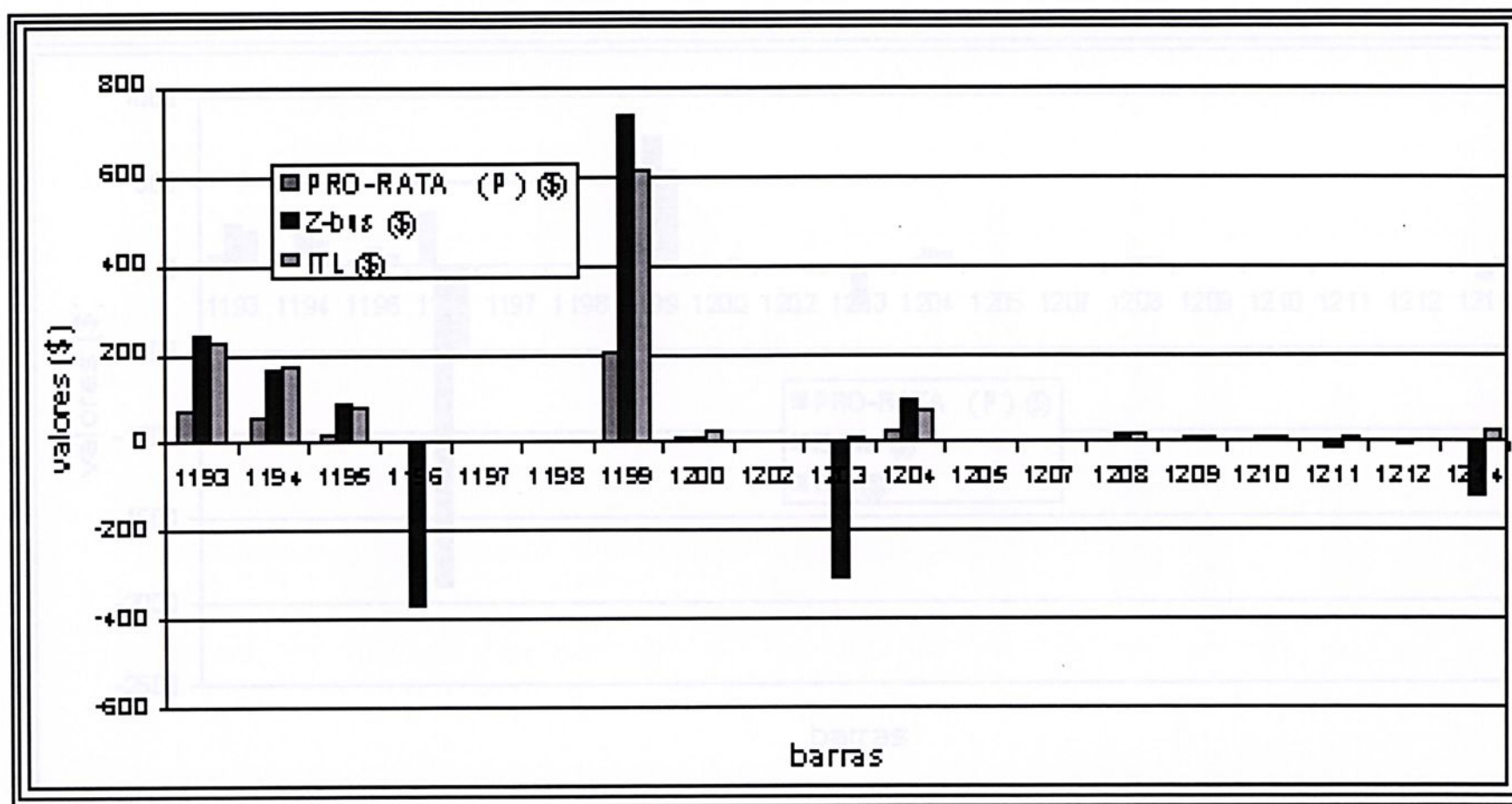


Figura 3.15: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.15.

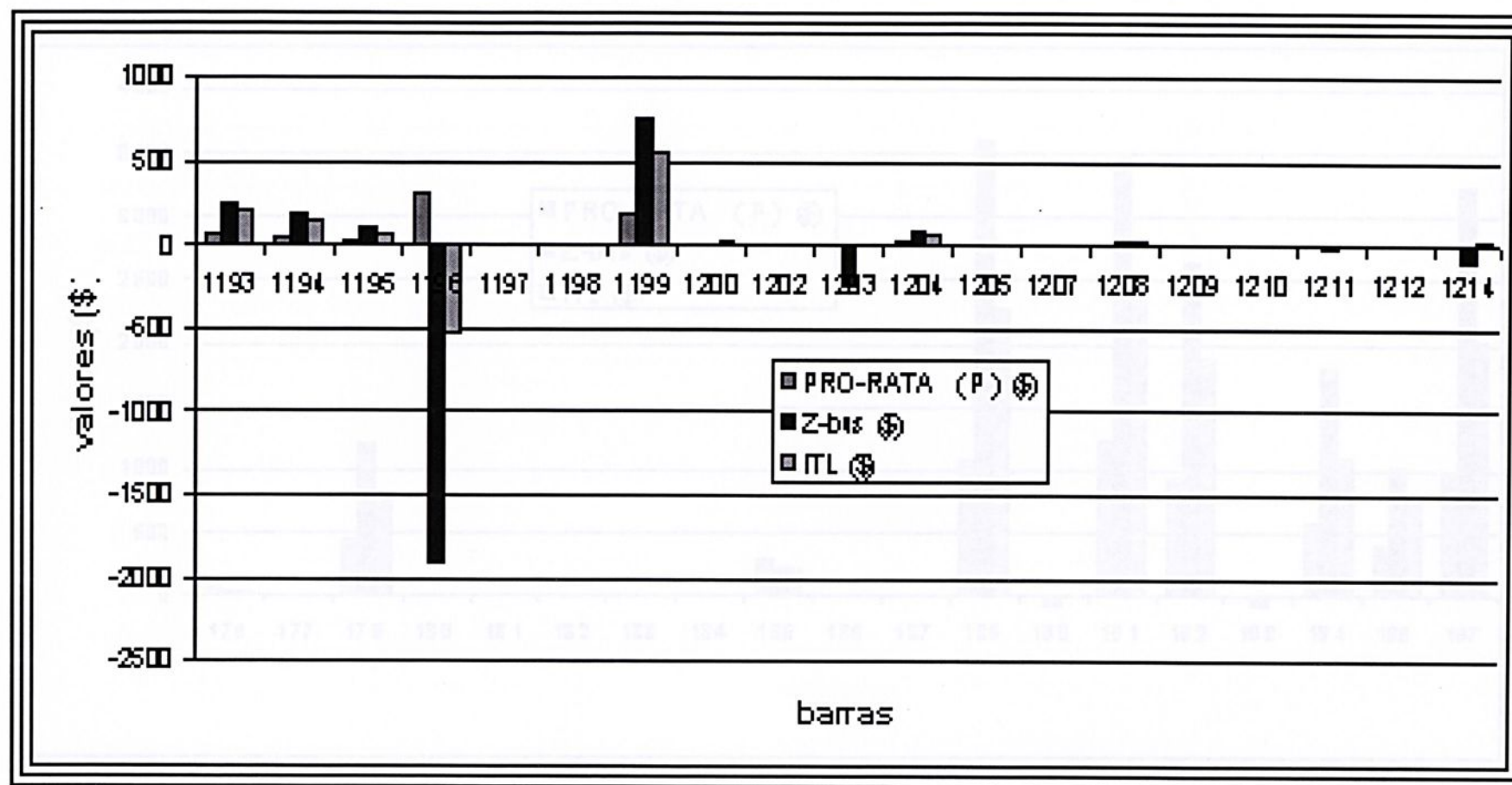


Figura 3.16: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.16.

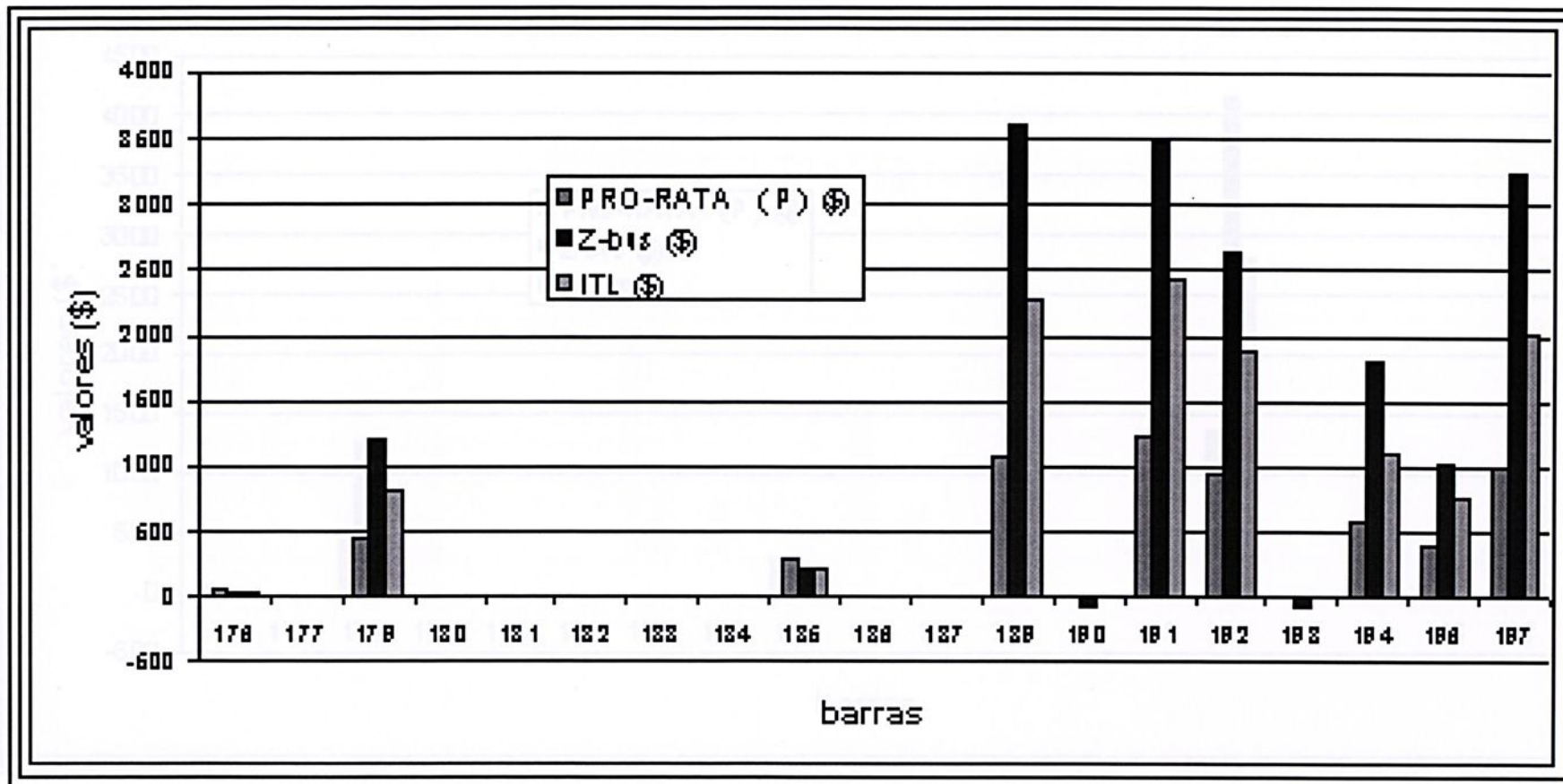


Figura 3.17: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.17.

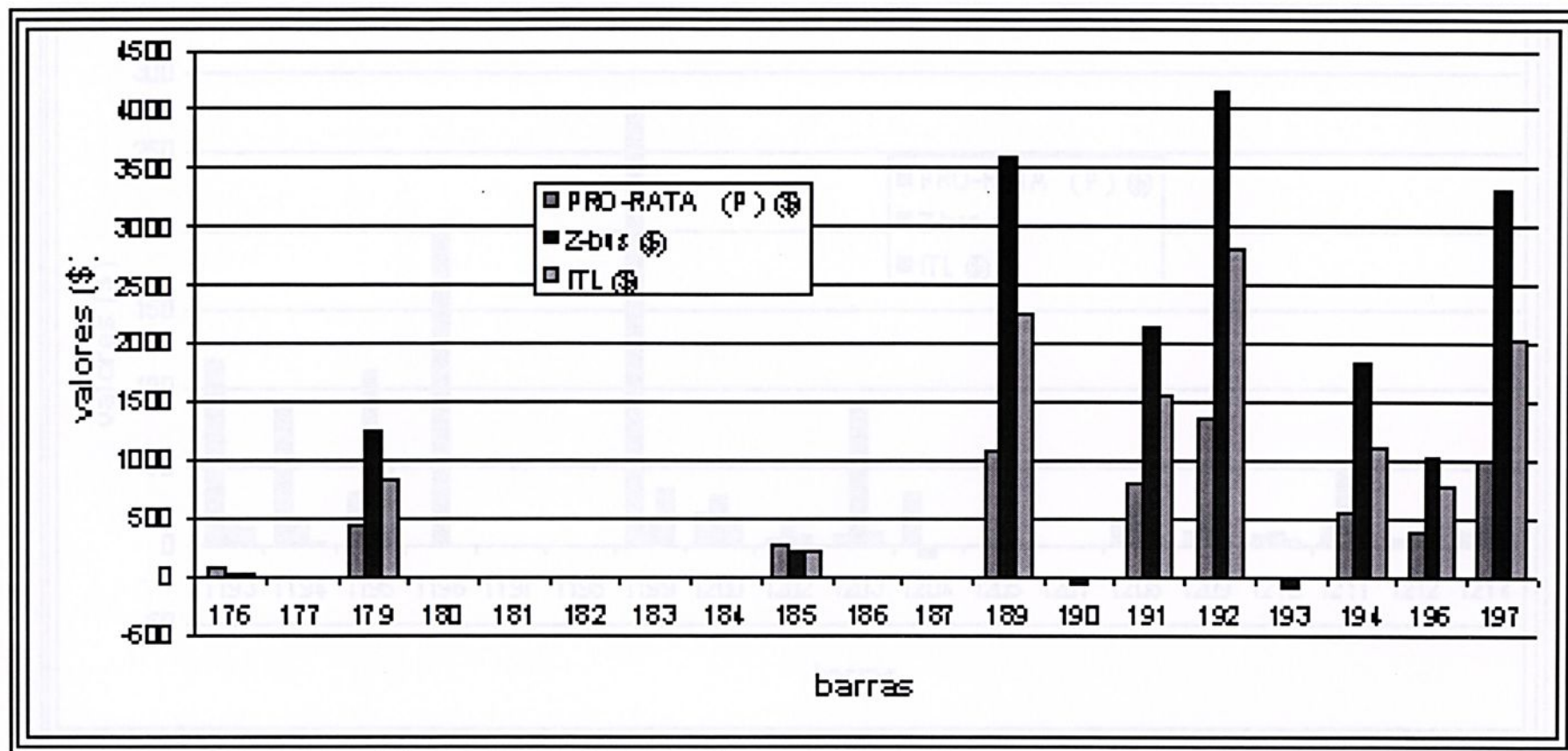


Figura 3.18: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.18.

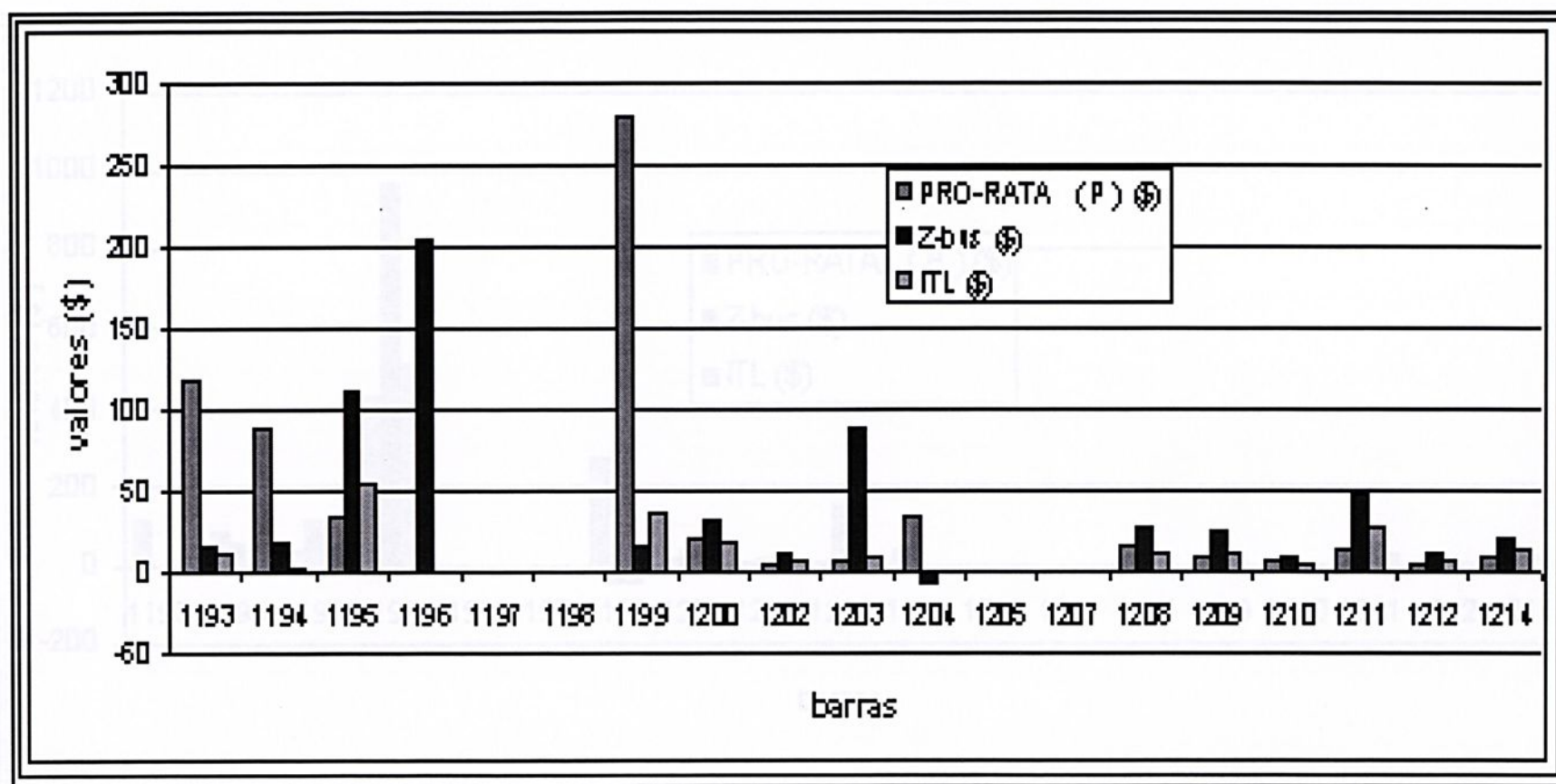


Figura 3.19: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.19.

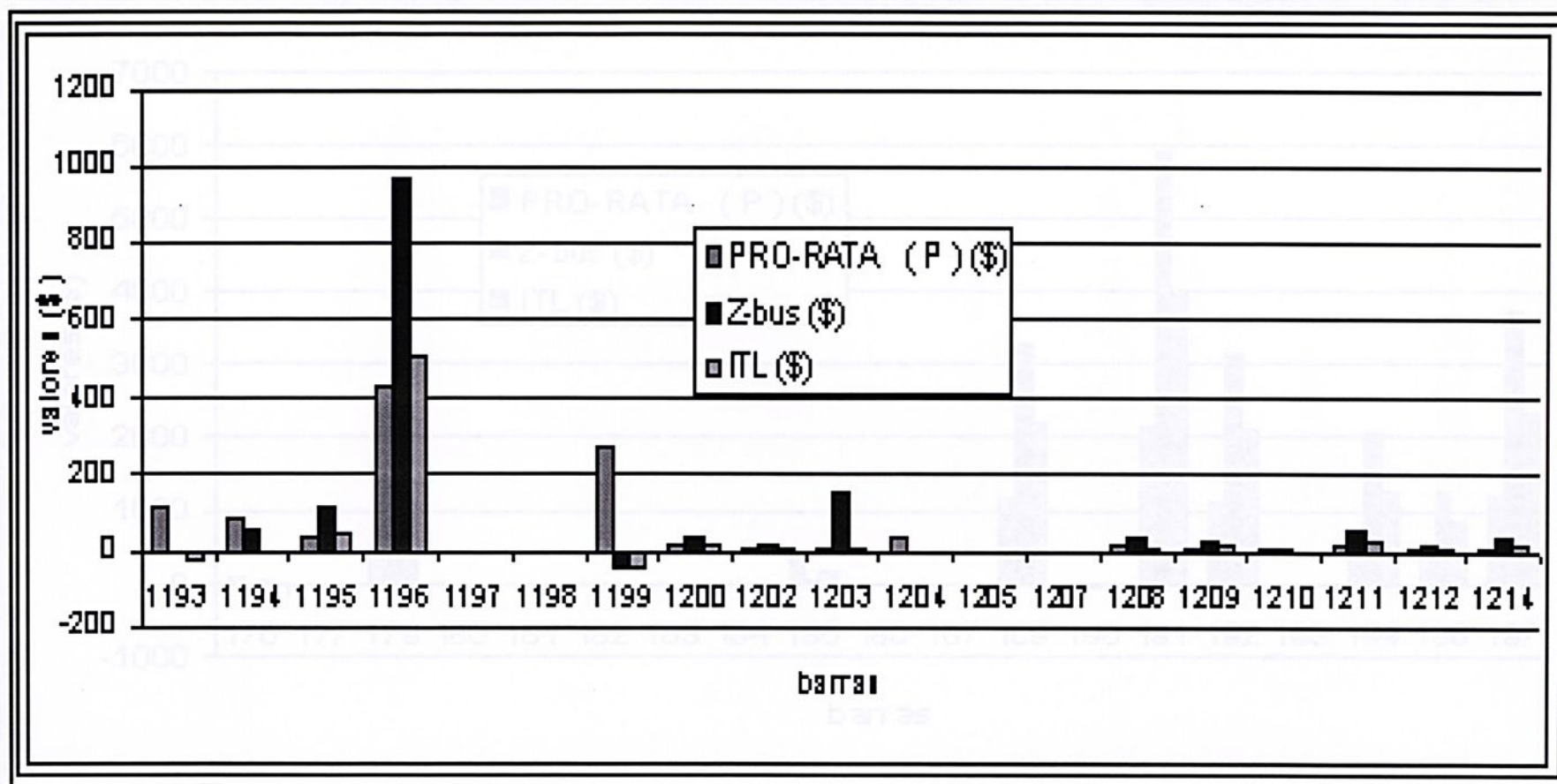


Figura 3.20: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.20.

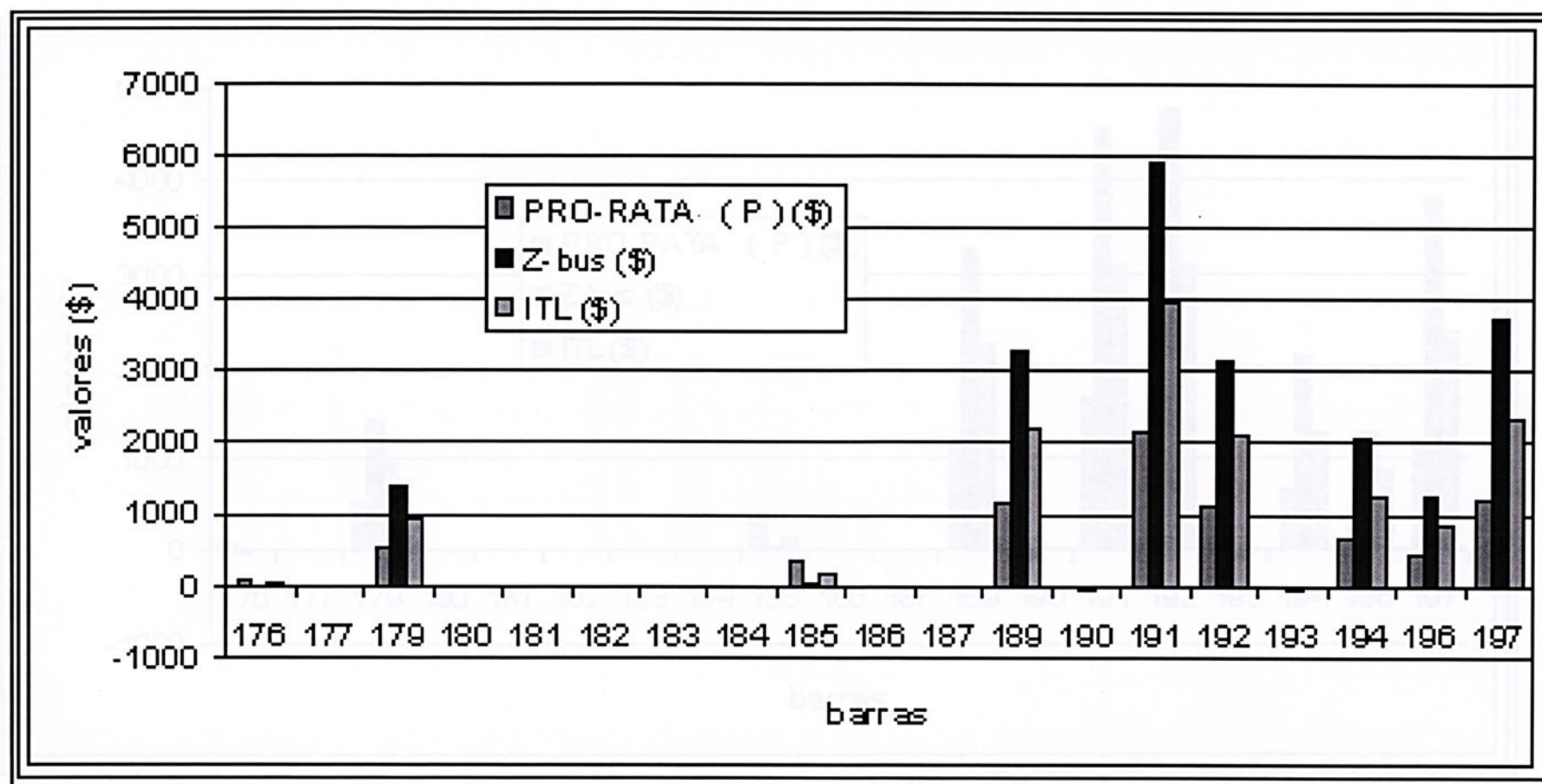


Figura 3.21: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.21.

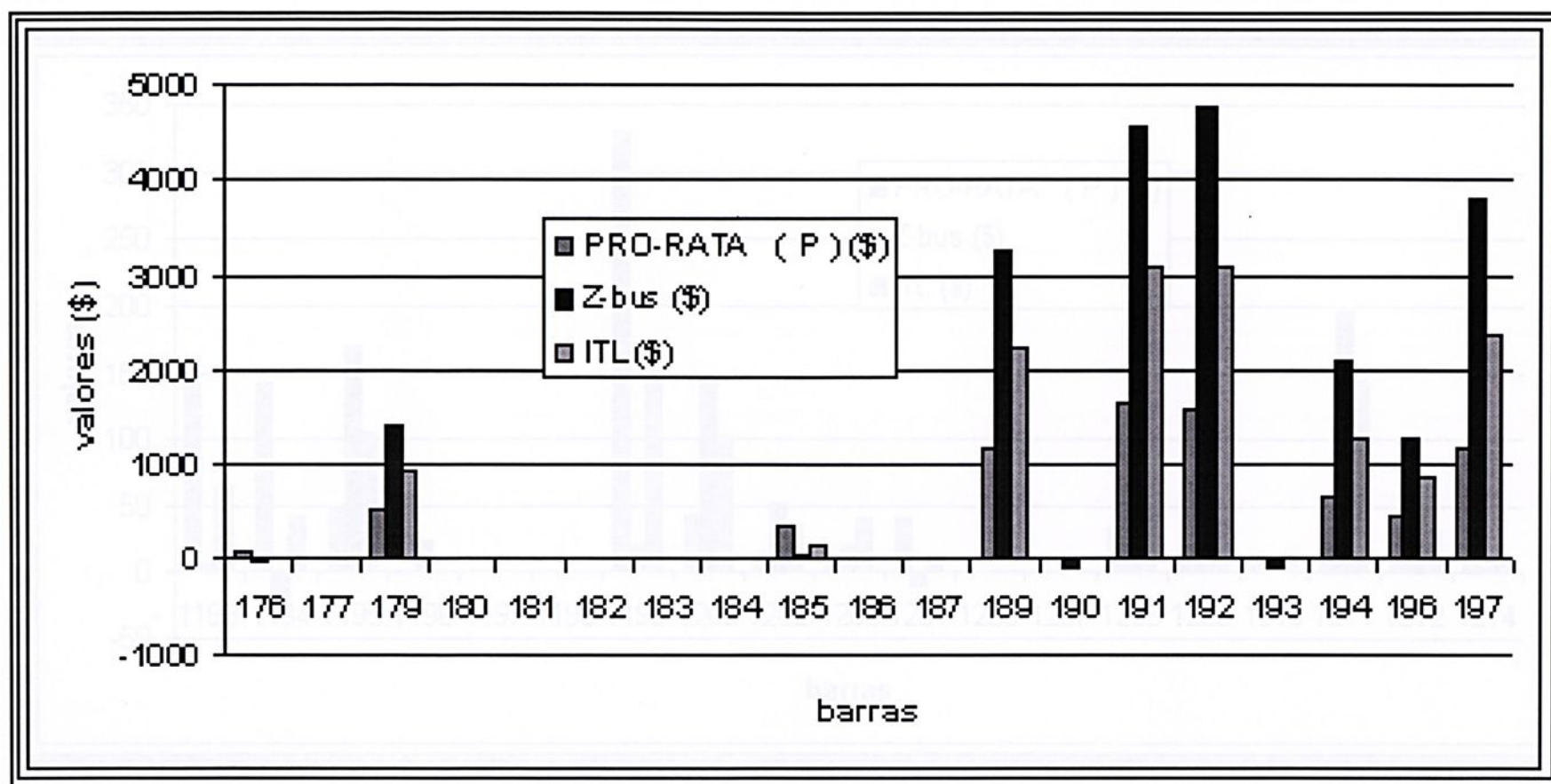


Figura 3.22: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.22.

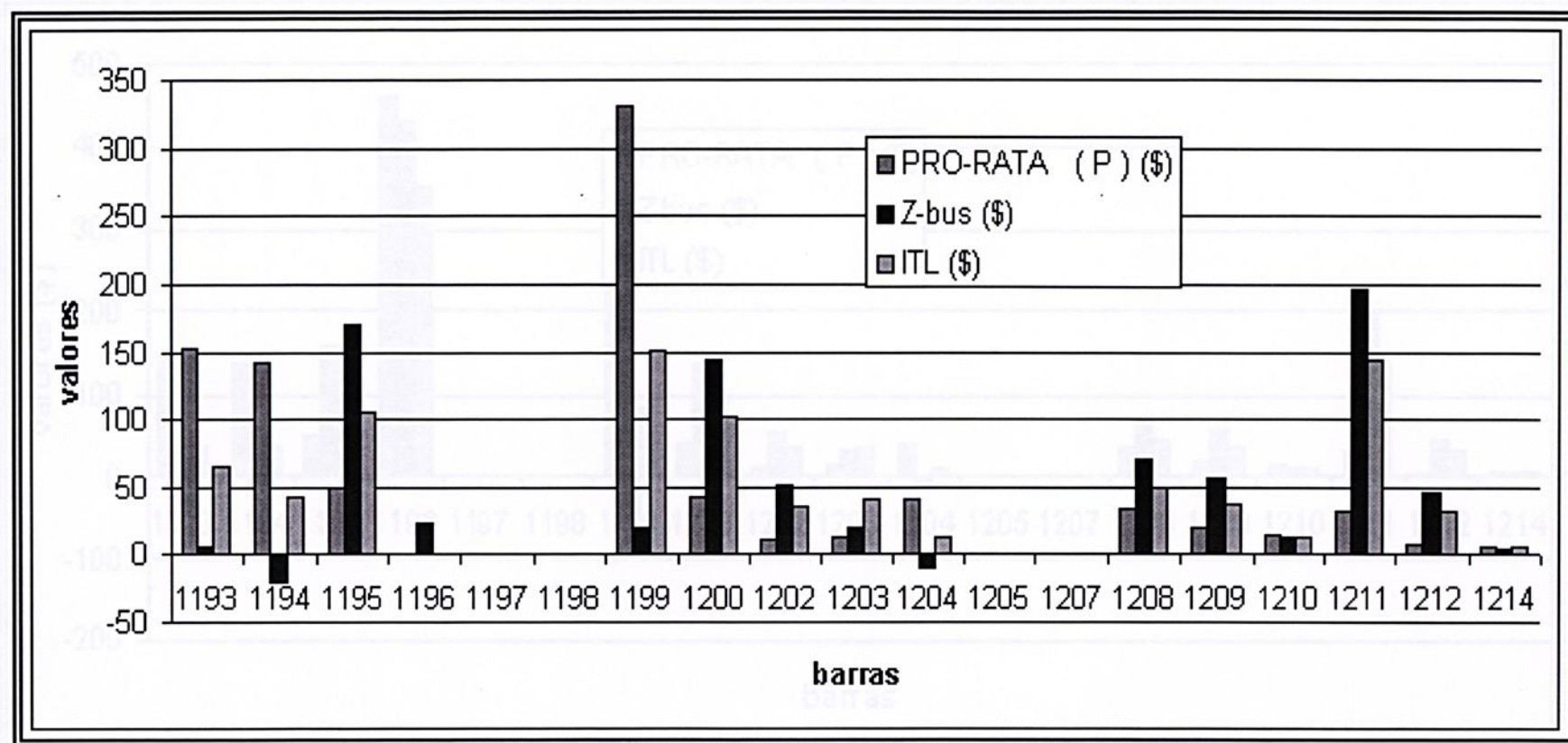


Figura 3.23: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.23.

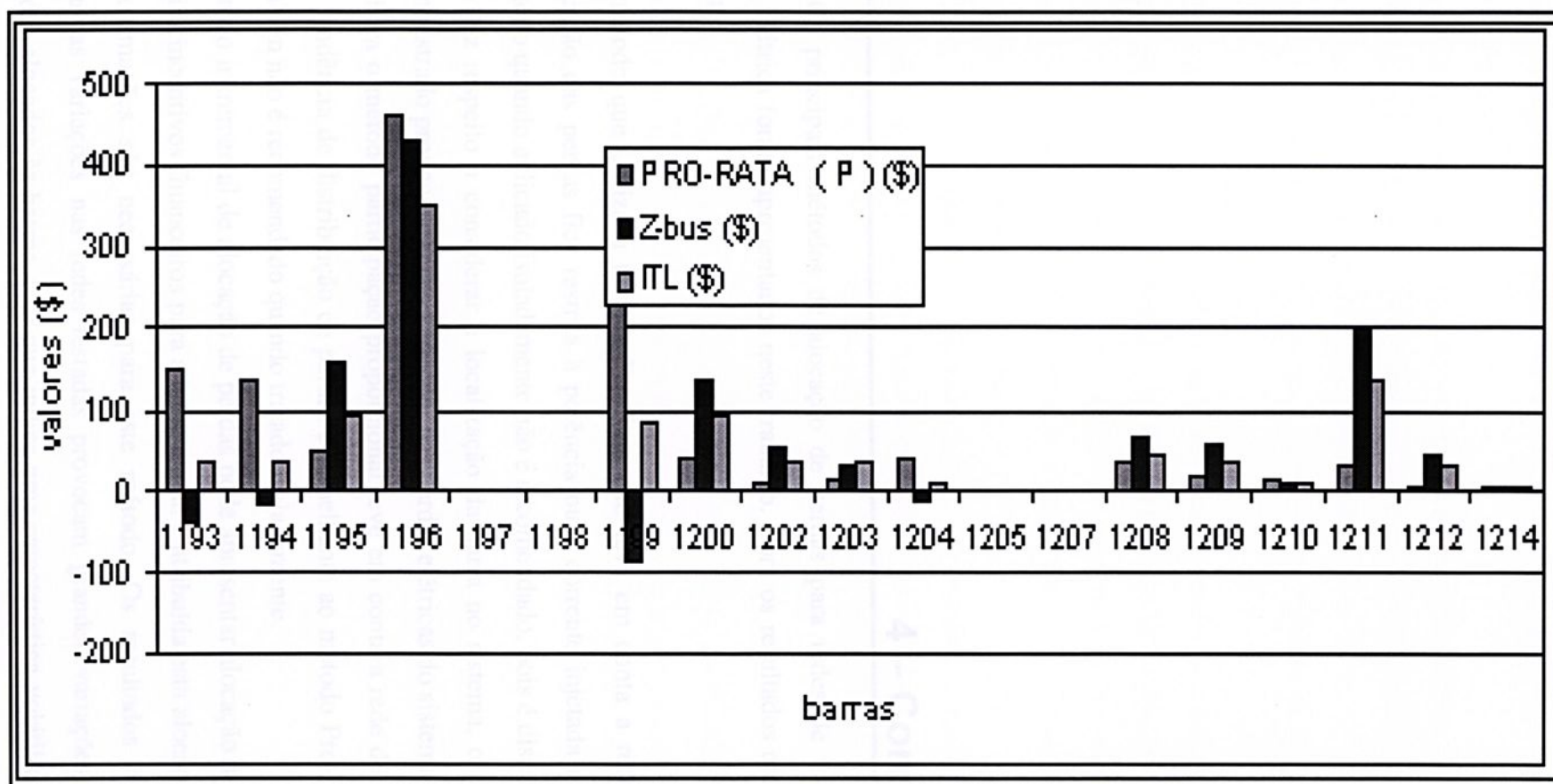


Figura 3.24: Ilustração do custo das perdas para os dados da tabela 3.24.

4 – Conclusões

Os principais métodos de alocação de perdas para redes de transmissão de energia elétrica foram apresentados neste trabalho. Com os resultados obtidos pode-se destacar:

- 1- O método que utiliza a técnica Pro-Rata não leva em conta a rede, ou seja, a alocação das perdas fica restrita à potência ou à corrente injetada na barra. Este método quando aplicado isoladamente não é recomendado, pois é discriminatório no que diz respeito a considerar a localização da barra no sistema, o que como foi demonstrado provoca grandes variações nas perdas elétricas do sistema.
- 2- Embora o método participação proporcional leve em conta a rede de Transmissão, sua tendência de distribuição de perdas é semelhante ao método Pro-Rata, portanto também não é recomendado quando tratado isoladamente.
- 3- Método incremental de alocação de perdas pode apresentar alocação negativa, o que indica incentivos financeiros para a barra a qual é atribuída esta alocação, entretanto aproximações são necessárias para este método. Os resultados indicaram que algumas variações nas redes testadas provocam grandes variações no custo de perdas alocados às barras, fato que indica uma característica volátil do método, ou

seja, pequenas variações no sistema provocam grandes variações nas perdas alocadas. Neste caso o comportamento discriminatório também foi observado, o que torna o método de difícil aceitação, tendo em vista que algumas barras podem ser punidas injustamente.

- 4- Método incremental sem alocação negativa tem a característica de não atribuir valores negativos de perdas para geradores ou cargas. Por utilizar a mesma técnica de alocação de perdas que o método incremental, sua tendência de alocação de perdas é semelhante ao ITL, portanto apresenta as mesmas desvantagens que o método ITL.
- 5- Método que utiliza a matriz Z-bus apresenta uma formulação simples e não utiliza aproximações. A topologia da rede é levada em conta na alocação das perdas. Porém assim como o método ITL o método apresentou características discriminatórias para alguns casos, entretanto o método pode ser considerado um bom indicador de barras bem e/ou mal posicionadas no sistema.

Neste trabalho foram apresentados resultados com sistemas testes conhecidos e sistemas reais. As análises mostram que fazer a alocação de perdas utilizando apenas um método pode não ser uma boa solução para todos os geradores e cargas, pois alocação discriminatória aparece. Alguns trabalhos, como em [10], sugerem a adoção de fatores locacionais de perdas, os quais levam em conta as distâncias elétricas das barras do sistema, a fim de corrigir a alocação discriminatória provocada por métodos puramente proporcionais. Após uma análise exaustiva de casos, sugere-se realizar os estudos de alocação de perdas com mais de um método. Um método para alocar custos para geradores e cargas, e outro método para uso do operador do sistema e empresas de transmissão a fim de obter informações sobre situações de operação e em expansões. A indicação é do Pro-Rata baseado na potência para alocar custos aos agentes e do Z-bus para avaliar as perdas em diferentes situações de operação e expansão.

Como sugestões para trabalhos futuros recomenda-se buscar melhores métodos para sistemas reais a fim de evitar o comportamento discriminatório dos métodos apresentados.

Um dos produtos deste trabalho foi um software que aloca perdas elétricas com o método escolhido pelo usuário. Em termos de publicações, a mais importante até o momento é o artigo aceito para apresentação no XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTE), cuja cópia se encontra no Anexo F.



5 –Referências Bibliográficas

- [1] D. S. Kirschen, R. Bacher and G. T. “Heydt Special Issue on the technology of power system competition”. Proceedings of the IEEE, Vol. 88, nº 2, February 2000, pp 123-127.

- [2] Operador Nacional do Sistema – ONS. Consumo médio das regiões Sudeste e Centro-Oeste (semana 12/07/2003 a 18/07/2003).
Disponível em: www.ons.org.br/ons/operação/boletim. Consulta em julho de 2003.

- [3] Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Preço médio MAE segundo resolução da ANEEL nº 236/2003 (julho de 2003).
Disponível em: www.mae.org.br. Consulta em julho de 2003.

- [4] J.J. Gonzalez, and P. Basagoiti, “Spanish power exchange market and information system. Design concepts, and operating experience”, in Proceeding of IEEE Power Industry Computer Applications Conference, 1999, Santa Clara, USA, pp. 245-252

- [5] J. Bialek, "Tracing the flow of electricity". IEE Proc-Gener. Transm. Distrib, Vol. 143, no. 4, November 1996, pp. 313-320.
- [6] F.D. Galiana, A.J. Conejo and I. Kockar, "Incremental Transmission Loss Allocation Under Pool Dispatch". IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 17, no. 1, February 2002, pp. 26-33.
- [7] A.J. Conejo, J.M. Arroyo, N. Alguacil and A.L. Guijarro, "Transmission Loss Allocation: A comparison of different Practical Algorithms", IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 17, no. 1, August 2002, pp. 571-576.
- [8] A.J. Conejo, F.D. Galiana and I. Kockar, "Z-Bus loss allocation", IEEE Trans. On Power Systems, vol.16, no. 1, February 2001, pp. 105-110
- [9] A.M. Leite da Silva, J.C.C. Costa, J.C.O Mello, J.C. Abreu, S.P. Romero, R. Treitsman. "Determinação Dos Fatores de Perdas Aplicados na Medição do mercado Atacadista de Energia Elétrica." XVI SNPTEE, Outubro de 2001, artigo GAT-018, pp 1-6 .
- [10] Machado, M. C. "Utilização de Fatores Locacionais de Perdas no Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", tese de mestrado, apresentado. à Universidade Federal de Pernambuco, 2002.
- [11] T.S. Piazza Fernandes, K. C. Almeida.. "Methodologies for Loss and Line Flow Allocation under a Pool-Bilateral Market", PSCC, Sevilia-Espanha, junho de 2002.
- [12] A. Padilha Feltrin, D. A. Lima e J.R.S. Mantovani "Principais Métodos para alocação de Perdas em Redes Elétricas". Relatório Técnico Unesp- Ilha Solteira e CTEEP- São Paulo. Setembro de 2002.
- [13] A. Padilha Feltrin, D. A. Lima e J.R.S. Mantovani "Avaliação de Métodos para Avaliação de Custos de Perdas Na Transmissão". Relatório Técnico Unesp- Ilha Solteira e CTEEP- São Paulo. Janeiro de 2003.



- [14] CIGRÉ, "Transmission Services and Pricing – Impact on System Planning & Development", 1998.
- [15] J. Bialek, "Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access". IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 12, no. 3, August 1997, pp 1185-1193.
- [16] D. Kirshen, R. Allan and G. Strbac "Contributions of Individual Generators to Loads and Flows". IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 12, no. 1, February 1997, pp 52-60.
- [17] G. Strbac, D. Kirshen and S. Ahmed "Allocating Transmission System Usage on the Basis of Traceable Contributions of Generators and Loads to Flows". IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 13, no. 2, May 1998, pp 527-534.
- [18] D. Kirshen and G. Strbac, "Tracing Active and Reactive Power between Generators and Loads Using Real and Imaginary". IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 14, no. 4, November 1999, pp 1312-1318.
- [19] O.I. Elgerd, "Electric Energy Systems Theory: An Introduction". New York: McGraw-Hill, 1982.
- [20] J.D. Glover and M. Sarma, Power System Analysis and Design. Boston, MA: 1987.
- [21] University of Washington . Disponível em:
www.ee.washington.edu/research/pstca/sensitivity/sensreadme.txt . Consulta em janeiro de 2003.
- [22] A. Padilha Feltrin, D. A. Lima e J.R.S. Mantovani "Desempenho do Software Para Avaliação de Perdas Elétricas". Relatório Técnico Unesp- Ilha Solteira e CTEEP- São Paulo. Junho de 2003.

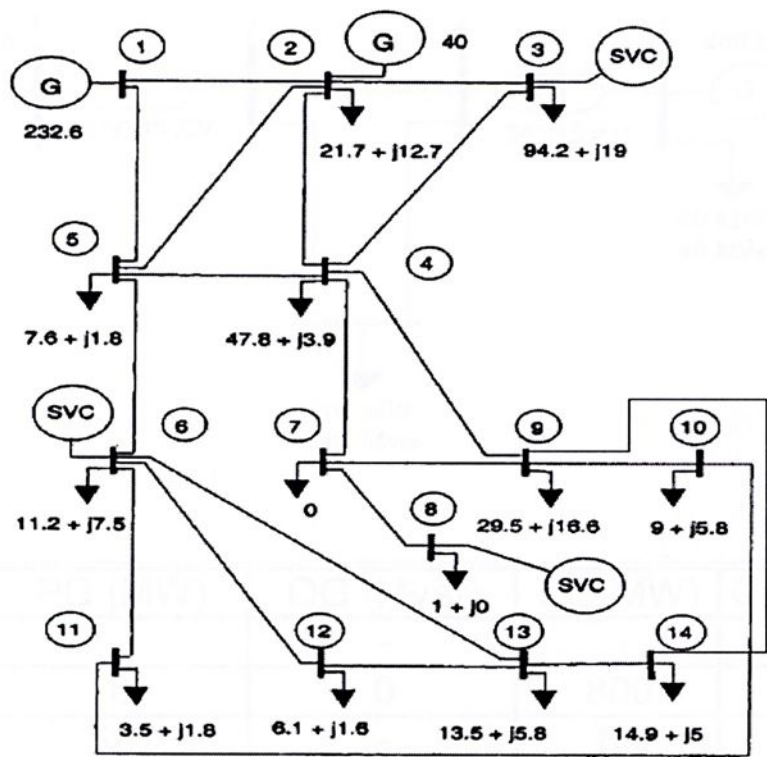


[23] A.G. Espósito and J.R. Santos, Discussion of “Z-bus Loss Allocation”. IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 17, no. 2, May 2002, pp. 525.

[24] F.D. Galiana, A.J. Conejo and I. Kockar, Closure to Discussion of “Z-bus Loss Allocation”. IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 17, no. 2, May 2002, pp. 526-527.



Apêndice A – Sistema IEEE 14

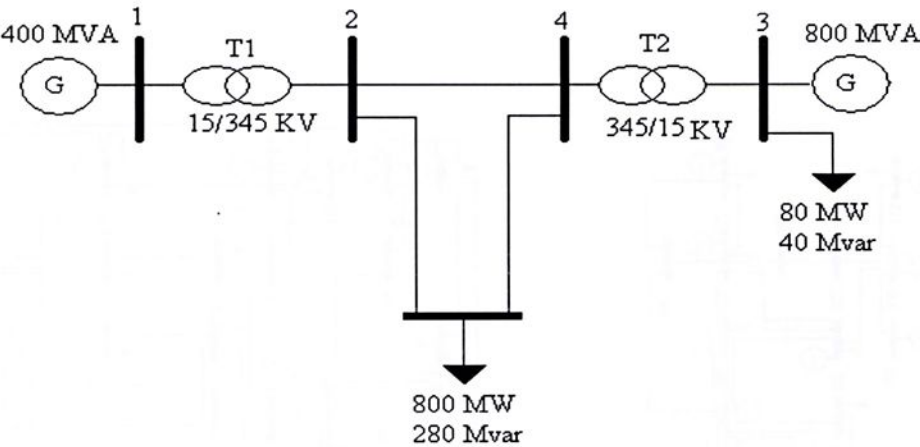


linha nº	Barra origem	Barra destino	r (pu)	x (pu)	B (pu)
1	1	2	0.0194	0.0592	0.0528
2	1	5	0.054	0.223	0.0528
3	2	3	0.047	0.198	0.0438
4	2	4	0.0581	0.1763	0.0374
5	2	5	0.057	0.1739	0.034
6	3	4	0.06701	0.171	0.0346
7	4	5	0.0134	0.0421	0.0128
8	4	7	0.0001	0.2091	0
9	4	9	0.0001	0.5562	0
10	5	6	0.0001	0.252	0
11	6	11	0.095	0.1989	0
12	6	12	0.1229	0.2558	0
13	6	13	0.0662	0.1303	0
14	7	8	0.0001	0.1762	0
15	7	9	0.0001	0.11	0
16	9	10	0.0318	0.0845	0
17	9	14	0.1271	0.2704	0
18	10	11	0.082	0.1921	0
19	12	13	0.2209	0.1999	0
20	13	14	0.1709	0.348	0

Dados de linhas do IEEE 14 barras.



Apêndice B – Rede 5



Barra	PG (MW)	QG (Mvar)	PL (MW)	QL (Mvar)
1	-	-	-	-
2	0	0	800	280
3	520	-	80	40
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0

Dados das barras Rede 5.

linha	Barra origem	Barra destino	r (pu)	x (pu)	B (pu)	transf
1	1	5	0.006	0.08	0	1.0
2	2	4	0.036	0.4	0.43	-
3	2	5	0.018	0.2	0.22	-
4	4	5	0.009	0.1	0.11	-
5	3	4	0.003	0.04	0	1.0

Dados de linhas do Rede 5.



Apêndice C – IEEE 118

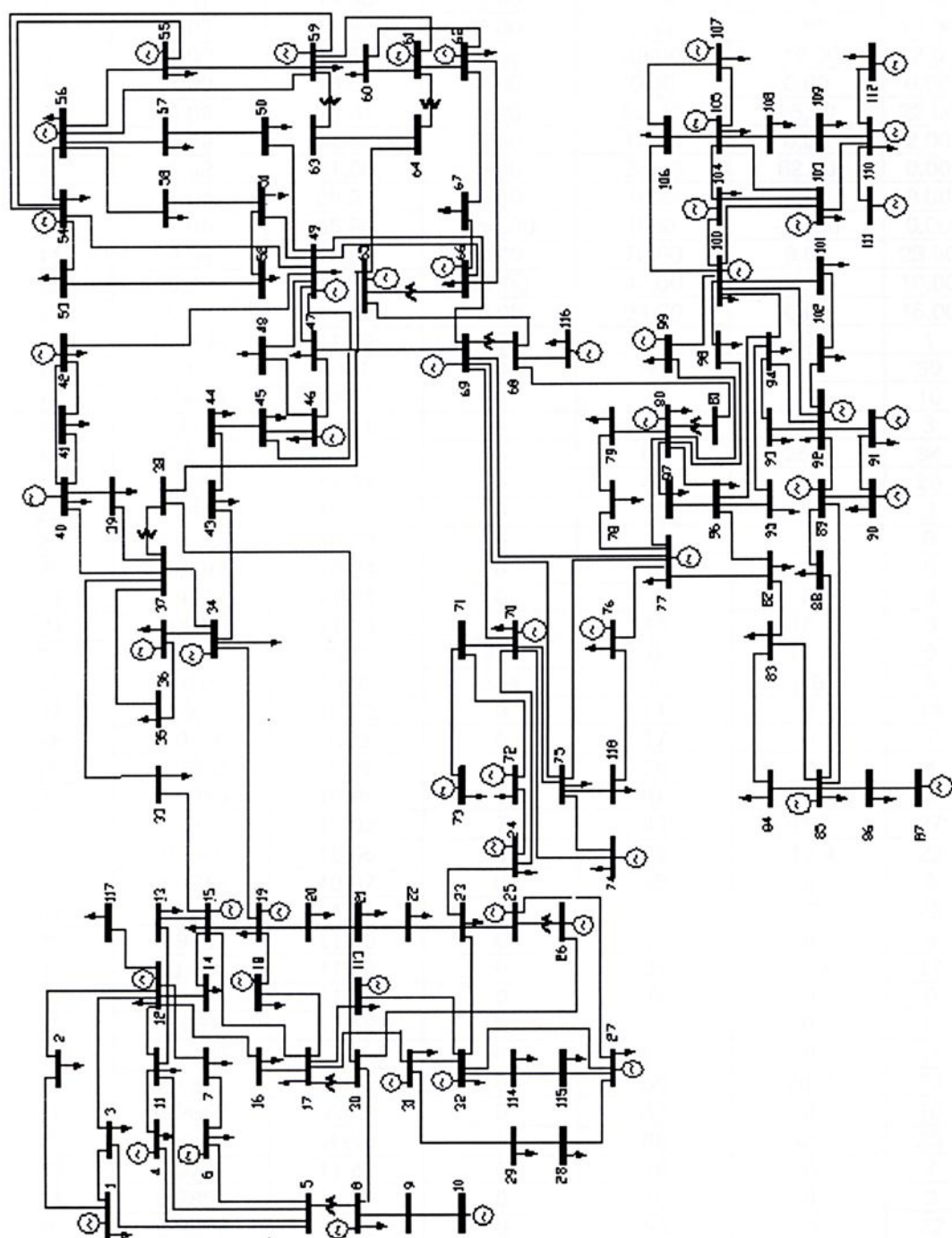


Tabela C.1 : Dados de barras do sistema IEEE118 após a convergência do fluxo de potência

Barra	Tensão	Ângulo	PG	PC	QG	QC
n.º	(V)	(graus)	(MW)	(MW)	(Mvar)	(Mvar)
1	0.96	10.99	0.00	51.00	-3.10	27.00
2	0.97	11.53	0.00	20.00	0.00	9.00
3	0.97	11.87	0.00	39.00	0.00	10.00
4	1.00	15.59	0.00	39.00	-15.00	12.00
5	1.00	16.04	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.99	13.31	0.00	52.00	15.90	22.00
7	0.99	12.86	0.00	19.00	0.00	2.00
8	1.02	21.06	0.00	28.00	62.70	0.00
9	1.04	28.32	0.00	0.00	0.00	0.00
10	1.05	35.90	450.00	0.00	-51.00	0.00
11	0.99	13.02	0.00	70.00	0.00	23.00
12	0.99	12.51	85.00	47.00	91.30	10.00
13	0.97	11.65	0.00	34.00	0.00	16.00
14	0.9836	11.79	0	14	0	1
15	0.97	11.5	0	90	3	30
16	0.9839	12.21	0	25	0	10
17	0.9951	14.01	0	11	0	3
18	0.973	11.8	0	60	25.5	34
19	0.9634	11.31	0	45	-8	25
20	0.9581	12.19	0	18	0	3
21	0.9587	13.78	0	14	0	8
22	0.9697	16.34	0	10	0	5
23	0.9997	21.26	0	7	0	3
24	0.992	21.13	0	13	-15.4	0
25	1.05	28.2	220	0	49.7	0
26	1.015	29.98	314	0	9.9	0
27	0.968	15.62	0	71	2	13
28	0.9616	13.9	0	17	0	7
29	0.9632	12.9	0	24	0	4
30	0.9855	19.05	0	0	0	0
31	0.967	13.02	7	43	31.6	27
32	0.964	15.06	0	59	-12.4	23
33	0.9716	10.87	0	23	0	9
34	0.986	11.51	0	59	-7	26
35	0.9807	11.09	0	33	0	9
36	0.98	11.09	0	31	-1.9	17
37	0.9921	11.98	0	0	0	0
38	0.962	17.12	0	0	0	0
39	0.9705	8.6	0	27	0	11
40	0.97	7.53	0	66	26.8	23
41	0.9668	7.08	0	37	0	10
42	0.985	8.68	0	96	41	23
43	0.9786	11.47	0	18	0	7
44	0.9851	13.95	0	16	0	8
45	0.9867	15.78	0	53	0	22
46	1.005	18.59	19	28	-5.2	10
47	1.017	20.82	0	34	0	0
48	1.021	20.04	0	20	0	11
49	1.025	21.04	204	87	115.6	30
50	1.001	19	0	17	0	4
51	0.9669	16.38	0	17	0	8
52	0.9568	15.42	0	18	0	5



53	0.946	14.45	0	23	0	11
54	0.955	15.36	48	113	3.9	32
55	0.952	15.07	0	63	4.7	22
56	0.954	15.26	0	84	-2.3	18
57	0.9706	16.46	0	12	0	3
58	0.959	15.61	0	12	0	3
59	0.985	19.46	155	277	76.8	113
60	0.9932	23.25	0	78	0	3
61	0.995	24.14	160	0	-40.4	0
62	0.998	23.52	0	77	1.3	14
63	0.9687	22.84	0	0	0	0
64	0.9837	24.61	0	0	0	0
65	1.005	27.74	391	0	80.8	0
66	1.05	27.58	392	39	-2	18
67	1.02	24.94	0	28	0	7
68	1.003	27.62	0	0	0	0
69	1.035	30.02	513.4	0	-82.4	0
70	0.984	22.63	0	66	9.7	20
71	0.9868	22.22	0	0	0	0
72	0.98	21.12	0	12	-11.1	0
73	0.991	22.01	0	6	9.7	0
74	0.958	21.68	0	68	-5.6	27
75	0.9673	22.94	0	47	0	11
76	0.943	21.81	0	68	5.3	36
77	1.006	26.77	0	61	11.9	28
78	1.003	26.47	0	71	0	26
79	1.009	26.77	0	39	0	32
80	1.04	29.01	477	130	104.9	26
81	0.9968	28.16	0	0	0	0
82	0.9888	27.29	0	54	0	27
83	0.9846	28.48	0	20	0	10
84	0.9798	31.01	0	11	0	7
85	0.985	32.57	0	24	-5.8	15
86	0.9867	31.2	0	21	0	10
87	1.015	31.46	4	0	11	0
88	0.9875	35.7	0	48	0	10
89	1.005	39.76	607	0	-13.7	0
90	0.985	33.35	0	163	59.3	42
91	0.98	33.37	0	10	-15.4	0
92	0.993	33.86	0	65	0.5	10
93	0.9874	30.85	0	12	0	7
94	0.9908	28.7	0	30	0	16
95	0.9811	27.73	0	42	0	31
96	0.9928	27.56	0	38	0	15
97	1.011	27.94	0	15	0	9
98	1.024	27.46	0	34	0	8
99	1.01	27.1	0	42	-17.5	0
100	1.017	28.1	252	37	109.2	18
101	0.9928	29.67	0	22	0	15
102	0.9916	32.36	0	5	0	3
103	1.001	24.5	40	23	40	16
104	0.971	21.75	0	38	5.7	25
105	0.966	20.63	0	31	-8	26
106	0.9618	20.38	0	43	0	16
107	0.952	17.59	0	50	5.7	12
108	0.9668	19.44	0	2	0	1
109	0.9675	18.99	0	8	0	3
110	0.973	18.15	0	39	4.9	30



111	0.98	19.8	36	0	-1.8	0
112	0.975	15.05	0	68	41.5	13
113	0.993	14.01	0	6	6.1	0
114	0.9607	14.73	0	8	0	3
115	0.9605	14.73	0	22	0	7
116	1.005	27.18	0	184	51.3	0
117	0.9738	10.96	0	20	0	8
118	0.9494	21.96	0	33	0	15

Tabela C.2 : Dados de linhas do sistema IEEE118.

Barra (Origem)	Barra (Destino)	r	x	bsh	Transf.
		(pu)	(pu)	(pu)	
1	2	0.03	0.10	0.03	0.00
1	3	0.01	0.04	0.01	0.00
4	5	0.00	0.01	0.00	0.00
3	5	0.02	0.11	0.03	0.00
5	6	0.01	0.05	0.01	0.00
6	7	0.00	0.02	0.01	0.00
8	9	0.00	0.03	1.16	0.00
8	5	0.00	0.03	0.00	0.99
9	10	0.00	0.03	1.23	0.00
4	11	0.02	0.07	0.02	0.00
5	11	0.02	0.07	0.02	0.00
11	12	0.01	0.02	0.01	0.00
2	12	0.02	0.06	0.02	0.00
3	12	0.0484	0.16	0.0406	0
7	12	0.00862	0.034	0.00874	0
11	13	0.02225	0.0731	0.01876	0
12	14	0.0215	0.0707	0.01816	0
13	15	0.0744	0.2444	0.06268	0
14	15	0.0595	0.195	0.0502	0
12	16	0.0212	0.0834	0.0214	0
15	17	0.0132	0.0437	0.0444	0
16	17	0.0454	0.1801	0.0466	0
17	18	0.0123	0.0505	0.01298	0
18	19	0.01119	0.0493	0.01142	0
19	20	0.0252	0.117	0.0298	0
15	19	0.012	0.0394	0.0101	0
20	21	0.0183	0.0849	0.0216	0
21	22	0.0209	0.097	0.0246	0
22	23	0.0342	0.159	0.0404	0
23	24	0.0135	0.0492	0.0498	0
23	25	0.0156	0.08	0.0864	0
26	25	0	0.0382	0	0.96
25	27	0.0318	0.163	0.1764	0
27	28	0.01913	0.0855	0.0216	0
28	29	0.0237	0.0943	0.0238	0
30	17	0	0.0388	0	0.96
8	30	0.00431	0.0504	0.514	0
26	30	0.00799	0.086	0.908	0
17	31	0.0474	0.1563	0.0399	0
29	31	0.0108	0.0331	0.0083	0
23	32	0.0317	0.1153	0.1173	0
31	32	0.0298	0.0985	0.0251	0
27	32	0.0229	0.0755	0.01926	0
15	33	0.038	0.1244	0.03194	0



19	34	0.0752	0.247	0.0632	0
35	36	0.00224	0.0102	0.00268	0
35	37	0.011	0.0497	0.01318	0
33	37	0.0415	0.142	0.0366	0
34	36	0.00871	0.0268	0.00568	0
34	37	0.00256	0.0094	0.00984	0
38	37	0	0.0375	0	0.935
37	39	0.0321	0.106	0.027	0
37	40	0.0593	0.168	0.042	0
30	38	0.00464	0.054	0.422	0
39	40	0.0184	0.0605	0.01552	0
40	41	0.0145	0.0487	0.01222	0
40	42	0.0555	0.183	0.0466	0
41	42	0.041	0.135	0.0344	0
43	44	0.0608	0.2454	0.06068	0
34	43	0.0413	0.1681	0.04226	0
44	45	0.0224	0.0901	0.0224	0
45	46	0.04	0.1356	0.0332	0
46	47	0.038	0.127	0.0316	0
46	48	0.0601	0.189	0.0472	0
47	49	0.0191	0.0625	0.01604	0
42	49	0.0715	0.323	0.086	0
42	49	0.0715	0.323	0.086	0
45	49	0.0684	0.186	0.0444	0
48	49	0.0179	0.0505	0.01258	0
49	50	0.0267	0.0752	0.01874	0
49	51	0.0486	0.137	0.0342	0
51	52	0.0203	0.0588	0.01396	0
52	53	0.0405	0.1635	0.04058	0
53	54	0.0263	0.122	0.031	0
49	54	0.073	0.289	0.0738	0
49	54	0.0869	0.291	0.073	0
54	55	0.0169	0.0707	0.0202	0
54	56	0.00275	0.00955	0.00732	0
55	56	0.00488	0.0151	0.00374	0
56	57	0.0343	0.0966	0.0242	0
50	57	0.0474	0.134	0.0332	0
56	58	0.0343	0.0966	0.0242	0
51	58	0.0255	0.0719	0.01788	0
54	59	0.0503	0.2293	0.0598	0
56	59	0.0825	0.251	0.0569	0
56	59	0.0803	0.239	0.0536	0
55	59	0.04739	0.2158	0.05646	0
59	60	0.0317	0.145	0.0376	0
59	61	0.0328	0.15	0.0388	0
60	61	0.00264	0.0135	0.01456	0
60	62	0.0123	0.0561	0.01468	0
61	62	0.00824	0.0376	0.0098	0
63	59	0	0.0386	0	0.96
63	64	0.00172	0.02	0.216	0
64	61	0	0.0268	0	0.985
38	65	0.00901	0.0986	1.046	0
64	65	0.00269	0.0302	0.38	0
49	66	0.018	0.0919	0.0248	0
49	66	0.018	0.0919	0.0248	0
62	66	0.0482	0.218	0.0578	0
62	67	0.0258	0.117	0.031	0
65	66	0	0.037	0	0.935



66	67	0.0224	0.1015	0.02682	0
65	68	0.00138	0.016	0.638	0
47	69	0.0844	0.2778	0.07092	0
49	69	0.0985	0.324	0.0828	0
68	69	0	0.037	0	0.935
69	70	0.03	0.127	0.122	0
24	70	0.00221	0.4115	0.10198	0
70	71	0.00882	0.0355	0.00878	0
24	72	0.0488	0.196	0.0488	0
71	72	0.0446	0.18	0.04444	0
71	73	0.00866	0.0454	0.01178	0
70	74	0.0401	0.1323	0.03368	0
70	75	0.0428	0.141	0.036	0
69	75	0.0405	0.122	0.124	0
74	75	0.0123	0.0406	0.01034	0
76	77	0.0444	0.148	0.0368	0
69	77	0.0309	0.101	0.1038	0
75	77	0.0601	0.1999	0.04978	0
77	78	0.00376	0.0124	0.01264	0
78	79	0.00546	0.0244	0.00648	0
77	80	0.017	0.0485	0.0472	0
77	80	0.0294	0.105	0.0228	0
79	80	0.0156	0.0704	0.0187	0
68	81	0.00175	0.0202	0.808	0
81	80	0	0.037	0	0.935
77	82	0.0298	0.0853	0.08174	0
82	83	0.0112	0.03665	0.03796	0
83	84	0.0625	0.132	0.0258	0
83	85	0.043	0.148	0.0348	0
84	85	0.0302	0.0641	0.01234	0
85	86	0.035	0.123	0.0276	0
86	87	0.02828	0.2074	0.0445	0
85	88	0.02	0.102	0.0276	0
85	89	0.0239	0.173	0.047	0
88	89	0.0139	0.0712	0.01934	0
89	90	0.0518	0.188	0.0528	0
89	90	0.0238	0.0997	0.106	0
90	91	0.0254	0.0836	0.0214	0
89	92	0.0099	0.0505	0.0548	0
89	92	0.0393	0.1581	0.0414	0
91	92	0.0387	0.1272	0.03268	0
92	93	0.0258	0.0848	0.0218	0
92	94	0.0481	0.158	0.0406	0
93	94	0.0223	0.0732	0.01876	0
94	95	0.0132	0.0434	0.0111	0
80	96	0.0356	0.182	0.0494	0
82	96	0.0162	0.053	0.0544	0
94	96	0.0269	0.0869	0.023	0
80	97	0.0183	0.0934	0.0254	0
80	98	0.0238	0.108	0.0286	0
80	99	0.0454	0.206	0.0546	0
92	100	0.0648	0.295	0.0472	0
94	100	0.0178	0.058	0.0604	0
95	96	0.0171	0.0547	0.01474	0
96	97	0.0173	0.0885	0.024	0
98	100	0.0397	0.179	0.0476	0
99	100	0.018	0.0813	0.0216	0
100	101	0.0277	0.1262	0.0328	0



92	102	0.0123	0.0559	0.01464	0
101	102	0.0246	0.112	0.0294	0
100	103	0.016	0.0525	0.0536	0
100	104	0.0451	0.204	0.0541	0
103	104	0.0466	0.1584	0.0407	0
103	105	0.0535	0.1625	0.0408	0
100	106	0.0605	0.229	0.062	0
104	105	0.00994	0.0378	0.00986	0
105	106	0.014	0.0547	0.01434	0
105	107	0.053	0.183	0.0472	0
105	108	0.0261	0.0703	0.01844	0
106	107	0.053	0.183	0.0472	0
108	109	0.0105	0.0288	0.0076	0
103	110	0.03906	0.1813	0.0461	0
109	110	0.0278	0.0762	0.0202	0
110	111	0.022	0.0755	0.02	0
110	112	0.0247	0.064	0.062	0
17	113	0.00913	0.0301	0.00768	0
32	113	0.0615	0.203	0.0518	0
32	114	0.0135	0.0612	0.01628	0
27	115	0.0164	0.0741	0.01972	0
114	115	0.0023	0.0104	0.00276	0
68	116	0.00034	0.00405	0.164	0
12	117	0.0329	0.14	0.0358	0
75	118	0.0145	0.0481	0.01198	0
76	118	0.0164	0.0544	0.01356	0

Tabela C.3 : Resultados dos métodos de alocação de perdas para o sistema IEEE-118 barras (caso base).

BARRA nº	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
1	45.44	51.92	56.53	74.69	46.67	104.06
2	17.82	18.90	15.80	27.14	44.41	33.60
3	34.75	34.83	38.10	50.63	43.18	59.40
4	34.75	39.80	22.64	31.79	33.05	28.40
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	46.33	44.28	41.75	56.19	38.62	53.60
7	16.93	16.17	16.09	21.53	39.72	21.36
8	24.95	56.66	14.88	21.07	31.74	-6.56
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	400.93	361.13	410.13	268.54	206.03	346.53
11	62.37	62.62	65.39	80.56	40.09	85.93
12	33.86	75.88	8.54	22.44	85.46	-59.55
13	30.29	32.49	39.78	46.47	44.62	58.25
14	12.47	11.95	9.44	17.94	42.83	19.47
15	80.19	81.11	80.23	119.31	43.76	139.07
16	22.27	22.91	17.22	30.35	41.41	33.35
17	9.8	9.59	5.54	10.49	35.96	8.86
18	53.46	52.15	47.18	75.7	42.41	82.71
19	40.09	48.5	49.38	60.83	44.3	78.44
20	16.04	15.95	28.07	24.08	44.01	27.78
21	12.47	14.08	19.63	17.14	41.64	20.83
22	8.91	9.65	11.47	10.05	37.03	10.24
23	6.24	6.38	4.52	3.99	27.92	0.69
24	11.58	17.04	10.25	8.43	29.56	4.82



25	196.01	179.85	283.99	156.66	224.88	215.73
26	279.76	259.14	291.57	197.99	211.55	251.09
27	63.26	62.14	82.75	80.3	39.67	82.32
28	15.15	16.01	22.81	22.12	43.24	26.93
29	21.38	21.15	35.19	33.31	45.06	39.3
30	0	0	0	0	0	0
31	32.07	31.42	51.27	54.23	62.24	53.03
32	52.57	59.74	83.36	70.1	40.87	86.66
33	20.49	21.28	18.5	30.51	43.78	35.08
34	52.57	57.41	32.96	66.39	39.55	62.19
35	29.4	29.2	19.87	38.99	40.73	39.25
36	27.62	31.03	19.84	36.82	40.86	37.32
37	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0
39	24.06	25.15	25.77	43.41	49.67	51.49
40	58.8	57.06	83.4	117.52	53.3	154.9
41	32.97	33.19	63.5	68.91	55.01	86.91
42	85.53	83.02	165.47	157.95	50.46	210.67
43	16.04	16.52	33.83	24.02	43.94	24.24
44	14.26	15.2	27.14	21.52	44.16	18.12
45	47.22	48.69	78.85	67.03	42.48	56.03
46	8.02	14.75	11.29	23.21	121.35	-4.28
47	30.29	27.99	38.44	22.59	29.89	7.23
48	17.82	18.72	12.72	13.97	30.61	-1.7
49	104.24	118.43	111.41	93.59	172.66	41.46
50	15.15	14.61	14.61	14.39	33.71	8.31
51	15.15	16.27	23.55	21.45	42.41	22.82
52	16.04	16.35	28.06	25.45	45.6	29.61
53	20.49	22.56	34.01	34.15	47.09	42.2
54	57.91	62.08	77.38	124.68	65.25	98.98
55	56.13	57.47	61.91	86.03	44.59	99.38
56	74.84	75.84	99.73	113.33	44.25	129.12
57	10.69	10.67	16.16	14.37	41.07	14.6
58	10.69	10.8	18.33	16.22	44.29	18.35
59	108.7	108.16	38.52	198.15	160.39	23.71
60	69.49	65.8	9.75	29.42	23.87	-25.43
61	142.55	138.86	60.56	74.45	184.53	80.64
62	68.6	65.48	30.21	28.84	23.81	-25.04
63	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0
65	348.37	332.62	235.08	255.75	215.4	343.94
66	314.51	281.93	432.85	283.33	242.78	335.08
67	24.95	23.69	8.82	7.56	21.62	-15.66
68	0	0	0	0	0	0
69	457.45	420.66	472.79	450.47	251.91	636.67
70	58.8	56.84	55.03	50.25	31.92	27.52
71	0	0	0	0	0	0
72	10.69	13.98	12.36	9.55	32.65	8.42
73	5.35	9.6	5.67	4.75	32.56	2.22
74	60.59	65.92	86.88	71.25	37.93	72.87
75	41.88	41.78	53.22	41.5	34.47	32.36
76	60.59	66.25	91.47	75.71	39.31	86.94
77	54.35	52.51	29.11	20.27	22.93	-26.6
78	63.26	63.12	32.58	25.96	23.63	-27.03
79	34.75	41.86	11.56	12.03	22.43	-22.76
80	309.16	286.49	165.88	359.58	247.57	384.22
81	0	0	0	0	0	0
82	48.11	51.12	69	14.55	21.61	-29.71



83	17.82	19.01	23.64	2.32	18.39	-15.99
84	9.8	11.14	9.1	-2.77	10.67	-14.25
85	21.38	27.01	12.37	-12.51	5.03	-41.03
86	18.71	19.74	13.15	-7.35	8.62	-32.53
87	3.56	9.67	1.32	4.4	288.51	5.11
88	42.77	41.57	16.88	-36.53	0	-116.26
89	540.81	505.82	583.42	1096.63	403.85	1876.22
90	145.23	139.33	114.76	-62.84	7.88	-293.6
91	8.91	15.69	7.13	-4.07	7.42	-12.73
92	57.91	55.39	34.9	-34.35	4.88	-130.9
93	10.69	11.78	11.27	-1.9	12.64	-14.8
94	26.73	28.73	37.35	2.69	17.84	-25.27
95	37.42	44.55	59.97	9.47	20.69	-20.85
96	33.86	34.45	30.8	8.04	20.39	-24.24
97	13.36	14.49	3.44	2.1	18.89	-12.63
98	30.29	28.56	7.09	5.55	19.38	-27.23
99	37.42	37.73	13.84	8.73	20.32	-31.08
100	191.56	192.25	219.49	168.88	233.67	212
101	19.6	22.46	20.92	-1.4	14.63	-24.92
102	4.45	4.92	3.42	-1.81	8.37	-8.11
103	15.15	24.6	14.25	21.39	170.72	10.53
104	33.86	36.77	37.99	34.44	34.96	20.36
105	27.62	39.88	37.37	32.63	38.03	17.76
106	38.31	39.94	53.46	46.79	38.78	39.3
107	44.55	44.32	80.47	72.93	46.55	83.01
108	1.78	1.94	2.82	2.37	40.83	1.94
109	7.13	7.39	11.92	9.86	41.81	8.78
110	34.75	39.93	38.26	50.3	43	38.14
111	32.07	30.8	19.51	-10.23	61.99	-36.58
112	60.59	63.32	104.62	118.37	52.46	184.05
113	5.35	7.22	10.92	5.98	36.84	3.99
114	7.13	7.45	11.62	9.85	41.78	11.67
115	19.6	20.12	28.13	27.13	41.81	31.57
116	163.94	159.14	4.62	10.07	17.11	-162.72
117	17.82	18.52	15.27	27.62	44.91	33.63
118	29.4	31.97	44.74	35.28	38.37	38.68

Tabela C.4 : Resultados dos métodos de alocação de perdas para o sistema IEEE-118 barras com aumento de geração na barra 12.

BARRA nº	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
1	45.12	51.60	54.54	71.94	45.51	100.56
2	17.69	18.79	13.98	25.99	43.18	32.03
3	34.50	34.63	37.39	48.60	42.05	56.42
4	34.50	39.38	22.65	30.06	32.06	26.09
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	46.00	44.01	41.47	53.52	37.50	49.46
7	16.81	16.07	15.94	20.50	38.54	19.74
8	24.77	55.80	14.88	19.92	30.82	-8.93
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	398.11	358.97	409.06	283.91	211.97	374.49
11	61.93	62.25	64.88	76.84	38.94	80.56
12	42.46	77.28	10.70	20.70	86.81	-69.01
13	30.08	32.30	39.71	44.82	43.57	56.07



14	12.39	11.88	8.28	17.21	41.7	18.32
15	79.62	80.63	80.15	116.46	43.06	135.45
16	22.12	22.78	15.93	29.1	40.33	31.63
17	9.73	9.54	5.55	10.17	35.29	8.44
18	53.08	51.84	47.3	73.94	41.76	80.37
19	39.81	48.2	49.35	59.53	43.67	77.16
20	15.92	15.85	27.97	23.6	43.42	27.18
21	12.39	14	19.58	16.8	41.09	20.48
22	8.85	9.59	11.46	9.83	36.52	10
23	6.19	6.34	4.55	3.86	27.45	0.56
24	11.5	16.75	9.91	8.29	29.26	4.75
25	194.63	178.75	282.09	160.61	228.81	222.22
26	277.79	257.59	290.38	203.92	215.11	261.31
27	62.81	61.77	82.68	78.58	39.13	80.23
28	15.04	15.91	22.78	21.7	42.69	26.47
29	21.23	21.02	34.99	32.71	44.51	38.55
30	0	0	0	0	0	0
31	31.85	31.23	50.73	53.27	57.7	51.72
32	52.2	59.45	83.1	68.69	40.33	85.34
33	20.35	21.16	18.83	29.97	43.25	34.48
34	52.2	57.2	32.7	65.46	39.18	61.49
35	29.19	29.03	19.74	38.47	40.36	38.8
36	27.43	30.86	19.72	36.33	40.5	36.97
37	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0
39	23.89	25	25.83	43.11	49.42	51.34
40	58.39	56.73	83.02	116.93	53.1	154.72
41	32.73	32.99	62.46	68.65	54.86	86.93
42	84.93	82.49	163.57	157.68	50.39	211.32
43	15.92	16.42	32.06	23.83	43.69	24.17
44	14.15	15.11	26.76	21.47	44.06	18.24
45	46.89	48.4	77.84	66.99	42.43	56.64
46	7.96	14.82	11.1	23.12	115.47	-4.29
47	30.08	27.82	37.58	22.75	29.93	8.02
48	17.69	18.61	12.62	14.04	30.61	-1.31
49	103.51	117.33	110.47	92.07	168.88	38.76
50	15.04	14.52	14.53	14.46	33.74	8.67
51	15.04	16.17	23.47	21.53	42.48	23.16
52	15.92	16.25	27.99	25.53	45.68	30
53	20.35	22.43	33.94	34.27	47.18	42.67
54	57.5	61.71	77.2	124.75	56.43	100.33
55	55.73	57.12	61.85	86.36	44.67	100.75
56	74.31	75.39	99.59	113.76	44.33	130.96
57	10.62	10.61	16.11	14.43	41.14	14.86
58	10.62	10.73	18.27	16.27	44.37	18.61
59	107.93	107.52	38.51	198.04	155.78	26.57
60	69.01	65.41	9.72	29.88	23.91	-23.45
61	141.55	138.03	61.57	72.67	181.93	76.41
62	68.12	65.09	30.24	29.29	23.86	-23.14
63	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0
65	345.91	330.44	234.51	251.58	214.1	334.15
66	312.29	280.24	433.36	279.5	241.96	326.53
67	24.77	23.55	8.81	7.72	21.66	-14.98
68	0	0	0	0	0	0
69	444.54	409.37	458.49	431.08	250.54	601.63
70	58.39	56.59	53.23	50.5	31.94	29.04
71	0	0	0	0	0	0



72	10.62	13.91	11.62	9.5	32.51	8.55
73	5.31	9.53	5.51	4.77	32.56	2.31
74	60.16	65.55	86.37	71.76	38.04	74.76
75	41.58	41.53	53.35	41.9	34.6	33.75
76	60.16	65.87	91.42	76.35	39.46	88.99
77	53.97	52.21	29.06	20.82	23.03	-24.72
78	62.81	62.74	32.53	26.59	23.73	-24.87
79	34.5	41.61	11.57	12.37	22.53	-21.63
80	306.98	284.74	166.48	354.46	246.59	374.05
81	0	0	0	0	0	0
82	47.77	50.82	68.96	14.95	21.68	-28.22
83	17.69	18.9	23.63	2.46	18.45	-15.45
84	9.73	11.08	9.09	-2.7	10.71	-13.95
85	21.23	26.85	12.37	-12.35	5.05	-40.38
86	18.58	19.62	13.15	-7.22	8.64	-31.97
87	3.54	9.61	1.32	4.36	290	5.01
88	42.46	41.32	16.89	-36.22	0	-114.94
89	537	502.8	583.07	1089.9	409.88	1860.03
90	144.2	138.5	114.76	-61.77	7.9	-289.2
91	8.85	15.59	7.13	-4.01	7.44	-12.46
92	57.5	55.06	34.9	-33.92	4.89	-129.13
93	10.62	11.71	11.27	-1.82	12.68	-14.47
94	26.54	28.56	37.35	2.9	17.89	-24.47
95	37.16	44.28	59.98	9.78	20.76	-19.73
96	33.62	34.25	30.77	8.33	20.47	-23.18
97	13.27	14.4	3.44	2.21	18.96	-12.21
98	30.08	28.39	7.09	5.8	19.45	-26.29
99	37.16	37.51	13.83	9.02	20.38	-29.97
100	190.21	191.1	219.41	166.25	232.29	206.54
101	19.46	22.32	20.92	-1.26	14.66	-24.35
102	4.42	4.89	3.41	-1.78	8.4	-7.97
103	15.04	24.45	14.25	21.08	166.56	10.19
104	33.62	36.55	37.98	34.67	35.04	21.22
105	27.43	39.64	37.36	32.81	38.11	18.32
106	38.04	39.7	53.45	47.04	38.86	40.27
107	44.23	44.06	80.46	73.21	46.64	84.16
108	1.77	1.92	2.82	2.38	40.91	1.98
109	7.08	7.35	11.92	9.9	41.89	8.95
110	34.5	39.69	38.26	50.51	43.08	38.9
111	31.85	30.61	19.51	-10.61	54.66	-37.45
112	60.16	62.94	104.61	118.71	52.56	185.86
113	5.31	7.16	10.28	5.8	36.19	3.66
114	7.08	7.4	11.59	9.66	41.24	11.45
115	19.46	20	28.1	26.6	41.27	30.97
116	162.78	158.23	4.76	11.77	17.21	-156.68
117	17.69	18.41	13.43	26.42	43.63	31.96
118	29.19	31.77	44.84	35.57	38.52	39.65



Tabela C.5 : Resultados dos métodos de alocação de perdas para o sistema IEEE-118 barras com diminuição de geração na barra 12.

BARRA nº	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
1	45.78	52.26	58.59	77.47	47.85	107.52
2	17.95	19.02	17.88	28.30	45.67	35.17
3	35.01	35.05	38.80	52.67	44.32	62.37
4	35.01	40.22	22.69	33.55	34.06	30.67
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	46.68	44.55	41.99	58.88	39.75	57.73
7	17.06	16.27	16.22	22.57	40.92	22.97
8	25.14	57.59	14.88	22.23	32.67	-4.11
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	403.96	363.41	411.96	253.11	200.70	318.42
11	62.84	63.02	65.92	84.32	41.27	91.28
12	25.14	75.51	6.38	25.25	84.36	-47.79
13	30.52	32.70	39.77	48.13	45.68	60.40
14	12.57	12.02	10.78	18.67	43.97	20.62
15	80.79	81.61	80.49	122.2	44.47	142.68
16	22.44	23.06	18.38	31.61	42.52	35.06
17	9.87	9.65	5.52	10.83	36.66	9.28
18	53.86	52.47	47.05	77.49	43.08	85.06
19	40.4	48.8	49.47	62.15	44.96	79.7
20	16.16	16.05	28.17	24.56	44.61	28.39
21	12.57	14.17	19.66	17.5	42.21	21.19
22	8.98	9.72	11.47	10.28	37.57	10.47
23	6.28	6.42	4.49	4.13	28.4	0.82
24	11.67	17.33	10.68	8.58	29.87	4.87
25	197.49	181	286.08	152.7	221.46	209.26
26	281.88	260.78	292.25	192.04	208.45	240.84
27	63.74	62.53	82.85	82.05	40.24	84.42
28	15.26	16.11	22.85	22.55	43.81	27.38
29	21.54	21.28	35.36	33.93	45.64	40.05
30	0	0	0	0	0	0
31	32.32	31.62	51.78	55.22	66.53	54.35
32	52.96	60.05	83.58	71.55	41.44	87.96
33	20.65	21.42	18.31	31.07	44.33	35.67
34	52.96	57.62	33.26	67.35	39.95	62.89
35	29.62	29.39	20.04	39.53	41.12	39.71
36	27.83	31.2	19.99	37.33	41.26	37.67
37	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0
39	24.24	25.31	25.74	43.74	49.96	51.64
40	59.25	57.42	83.87	118.15	53.52	155.11
41	33.21	33.4	64.62	69.2	55.2	86.9
42	86.18	83.59	167.38	158.27	50.56	210.04
43	16.16	16.63	35.67	24.22	44.21	24.32
44	14.36	15.3	27.55	21.59	44.29	18.02
45	47.58	49.01	79.89	67.1	42.55	55.43
46	8.08	14.68	11.5	23.3	126.92	-4.27
47	30.52	28.17	39.33	22.44	29.87	6.45
48	17.95	18.84	12.83	13.91	30.62	-2.08
49	105.03	119.59	112.57	95.14	176.34	44.2
50	15.26	14.7	14.69	14.33	33.7	7.95
51	15.26	16.37	23.63	21.38	42.37	22.47
52	16.16	16.45	28.15	25.37	45.55	29.23



53	20.65	22.71	34.09	34.05	47.04	41.74
54	58.35	62.48	77.58	124.66	73.47	97.63
55	56.56	57.83	61.97	85.73	44.54	98
56	75.41	76.32	99.9	112.94	44.19	127.27
57	10.77	10.74	16.21	14.32	41.03	14.34
58	10.77	10.87	18.38	16.16	44.24	18.09
59	109.52	108.84	38.54	198.37	164.82	20.83
60	70.02	66.22	9.77	28.98	23.83	-27.43
61	143.63	139.74	61.3	76.23	187.14	84.9
62	69.12	65.89	30.2	28.41	23.78	-26.97
63	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0
65	351	334.93	241.4	259.95	216.85	353.84
66	316.89	283.71	437.73	287.2	243.78	343.73
67	25.14	23.84	8.82	7.42	21.6	-16.34
68	0	0	0	0	0	0
69	470.81	432.26	484.11	470.43	253.46	672.92
70	59.25	57.11	55.82	50.02	31.92	26
71	0	0	0	0	0	0
72	10.77	14.05	13.03	9.6	32.8	8.29
73	5.39	9.67	5.77	4.74	32.58	2.13
74	61.04	66.3	87.63	70.77	37.84	70.96
75	42.19	42.04	53.55	41.11	34.37	30.95
76	61.04	66.66	91.61	75.11	39.17	84.86
77	54.76	52.83	29.19	19.74	22.83	-28.51
78	63.74	63.52	32.67	25.35	23.53	-29.21
79	35.01	42.13	11.55	11.71	22.34	-23.92
80	311.5	288.33	165.64	364.78	248.73	394.53
81	0	0	0	0	0	0
82	48.48	51.44	69.02	14.16	21.55	-31.21
83	17.95	19.13	23.63	2.18	18.34	-16.54
84	9.87	11.21	9.1	-2.85	10.65	-14.55
85	21.54	27.18	12.37	-12.66	5.02	-41.7
86	18.85	19.86	13.15	-7.48	8.6	-33.09
87	3.59	9.73	1.32	4.45	287.44	5.21
88	43.09	41.83	16.88	-36.84	0	-117.6
89	544.9	509.01	583.68	1103.48	398.71	1892.72
90	146.32	140.21	114.77	-63.87	7.86	-298.07
91	8.98	15.79	7.13	-4.14	7.4	-13.01
92	58.35	55.74	34.89	-34.76	4.87	-132.69
93	10.77	11.85	11.27	-1.98	12.61	-15.13
94	26.93	28.91	37.35	2.49	17.8	-26.08
95	37.7	44.83	59.97	9.18	20.63	-21.99
96	34.11	34.67	30.82	7.76	20.33	-25.32
97	13.47	14.58	3.45	1.98	18.83	-13.06
98	30.52	28.74	7.09	5.31	19.33	-28.19
99	37.7	37.97	13.87	8.46	20.27	-32.21
100	193.01	193.47	219.39	171.54	235.19	217.54
101	19.75	22.6	20.93	-1.54	14.6	-25.5
102	4.49	4.95	3.42	-1.84	8.36	-8.24
103	15.26	24.76	14.25	21.71	174.75	10.87
104	34.11	37	37.99	34.24	34.91	19.51
105	27.83	40.13	37.37	32.47	37.98	17.19
106	38.6	40.19	53.46	46.56	38.72	38.32
107	44.88	44.6	80.47	72.68	46.48	81.85
108	1.8	1.95	2.82	2.36	40.77	1.9
109	7.18	7.44	11.92	9.82	41.75	8.61
110	35.01	40.18	38.26	50.11	42.95	37.38



111	32.32	30.99	19.51	-9.85	68.86	-35.7
112	61.04	63.72	104.62	118.06	52.39	182.26
113	5.39	7.29	11.58	6.15	37.52	4.33
114	7.18	7.49	11.65	10.05	42.34	11.88
115	19.75	20.25	28.16	27.67	42.38	32.17
116	165.18	160.11	4.71	8.43	17.02	-168.79
117	17.95	18.64	17.34	28.82	46.21	35.29
118	29.62	32.17	44.98	34.99	38.25	37.69

Tabela C.6 : Resultados dos métodos de alocação de perdas para o sistema IEEE-118 barras com aumento de carga na barra 67.

BARRA nº	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL(POS) (\$)	Z-bus (\$)
	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
1	45.77	52.25	58.58	77.49	47.94	107.54
2	17.95	19.02	17.87	28.31	45.76	35.17
3	35.00	35.05	38.79	52.69	44.41	62.39
4	35.00	40.22	22.70	33.57	34.14	30.68
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	46.66	44.55	41.98	58.91	39.84	57.77
7	17.05	16.27	16.21	22.58	41.00	22.99
8	25.13	57.60	14.88	22.24	32.74	-4.05
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	403.83	363.37	411.52	252.80	201.26	318.01
11	62.82	63.01	65.93	84.36	41.35	91.31
12	25.13	75.50	6.33	25.24	84.57	-47.75
13	30.51	32.69	39.76	48.15	45.77	60.42
14	12.56	12.02	10.79	18.68	44.06	20.63
15	80.77	81.6	80.61	122.25	44.56	142.73
16	22.43	23.06	18.36	31.62	42.61	35.07
17	9.87	9.65	5.52	10.83	36.73	9.28
18	53.84	52.47	47.03	77.52	43.17	85.09
19	40.38	48.8	49.63	62.17	45.05	79.71
20	16.15	16.05	28.18	24.56	44.69	28.39
21	12.56	14.17	19.67	17.49	42.28	21.18
22	8.97	9.72	11.47	10.27	37.63	10.45
23	6.28	6.42	4.49	4.12	28.42	0.8
24	11.67	17.36	11.31	8.54	29.87	4.81
25	197.43	180.99	285.58	152.71	222.19	209.43
26	281.78	260.76	289.69	192.04	209.13	241
27	63.72	62.52	82.84	82.03	40.31	84.34
28	15.26	16.11	22.86	22.54	43.88	27.36
29	21.54	21.28	35.4	33.93	45.72	40.03
30	0	0	0	0	0	0
31	32.31	31.62	51.91	55.21	66.77	54.33
32	52.95	60.03	83.62	71.52	41.5	87.86
33	20.64	21.42	18.32	31.09	44.43	35.7
34	52.95	57.62	33.25	67.43	40.05	62.99
35	29.61	29.38	20.03	39.57	41.22	39.77
36	27.82	31.2	19.99	37.36	41.36	37.72
37	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0
39	24.23	25.31	25.76	43.78	50.08	51.71
40	59.23	57.41	83.85	118.29	53.66	155.38
41	33.2	33.4	64.54	69.29	55.35	87.04
42	86.15	83.58	167.39	158.56	50.71	210.59

43	16.15	16.63	35.7	24.25	44.33	24.37
44	14.36	15.3	27.72	21.62	44.42	18.07
45	47.56	49.01	80.49	67.24	42.68	55.65
46	8.08	14.65	11.73	23.33	126.97	-4.21
47	30.51	28.17	40.41	22.52	29.98	6.58
48	17.95	18.83	12.85	13.99	30.75	-1.97
49	105	119.7	112.61	94.7	176.37	43.56
50	15.26	14.7	14.74	14.4	33.85	8.07
51	15.26	16.37	23.68	21.45	42.54	22.6
52	16.15	16.45	28.22	25.45	45.73	29.38
53	20.64	22.7	34.18	34.16	47.22	41.93
54	58.33	62.46	77.78	124.99	73.05	98.17
55	56.54	57.82	62.01	86.05	44.72	98.56
56	75.38	76.31	100.04	113.36	44.38	128.01
57	10.77	10.74	16.26	14.38	41.21	14.44
58	10.77	10.87	18.43	16.22	44.42	18.19
59	109.48	108.84	38.49	199.07	164.63	22.02
60	70	66.21	9.57	29.54	24.03	-26.41
61	143.58	139.8	59.38	75.26	186.79	83.14
62	69.1	65.74	29.68	29.29	24.07	-25.43
63	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0
65	350.88	335.01	249.65	259.16	217.24	352.55
66	316.78	283.67	431	285.54	243.91	340.84
67	34.1	31.98	13.05	11.51	22.44	-19.18
68	0	0	0	0	0	0
69	479.91	440.56	495.92	483.6	255.44	694.32
70	59.23	57.09	56.1	49.71	31.88	25.36
71	0	0	0	0	0	0
72	10.77	14.05	12.7	9.56	32.78	8.19
73	5.38	9.67	5.8	4.71	32.55	2.07
74	61.02	66.28	87.83	70.44	37.8	70.3
75	42.18	42.04	53.69	40.88	34.33	30.49
76	61.02	66.65	91.6	74.84	39.16	84.31
77	54.74	52.83	29.21	19.6	22.83	-28.82
78	63.72	63.51	32.74	25.2	23.53	-29.56
79	35	42.12	11.51	11.64	22.35	-24.11
80	311.4	288.36	164.13	365.04	249.63	395.43
81	0	0	0	0	0	0
82	48.46	51.44	69.06	14.1	21.57	-31.38
83	17.95	19.13	23.63	2.16	18.36	-16.6
84	9.87	11.21	9.1	-2.85	10.66	-14.58
85	21.54	27.18	12.38	-12.67	5.03	-41.77
86	18.85	19.86	13.16	-7.49	8.61	-33.14
87	3.59	9.73	1.32	4.45	288.43	5.23
88	43.08	41.83	16.93	-36.86	0	-117.69
89	544.72	508.96	583.46	1103.64	399.99	1893.51
90	146.28	140.2	114.7	-63.94	7.87	-298.28
91	8.97	15.79	7.13	-4.14	7.41	-13.05
92	58.33	55.73	34.9	-34.78	4.88	-132.8
93	10.77	11.85	11.27	-1.98	12.63	-15.15
94	26.92	28.91	37.35	2.47	17.82	-26.15
95	37.69	44.83	59.97	9.15	20.66	-22.11
96	34.1	34.67	30.85	7.73	20.36	-25.42
97	13.46	14.58	3.44	1.97	18.85	-13.1
98	30.51	28.74	7.09	5.29	19.36	-28.26
99	37.69	37.97	13.86	8.43	20.3	-32.3
100	192.94	193.45	219.39	171.64	236	217.95



101	19.74	22.6	20.93	-1.55	14.62	-25.55
102	4.49	4.95	3.42	-1.84	8.37	-8.26
103	15.26	24.75	14.25	21.71	175.36	10.92
104	34.1	37	38	34.22	34.97	19.44
105	27.82	40.13	37.38	32.46	38.04	17.11
106	38.59	40.19	53.48	46.54	38.78	38.25
107	44.87	44.6	80.49	72.66	46.55	81.79
108	1.79	1.95	2.82	2.36	40.84	1.9
109	7.18	7.44	11.92	9.82	41.82	8.59
110	35	40.18	38.27	50.09	43.01	37.31
111	32.31	30.99	19.51	-9.83	69.19	-35.67
112	61.02	63.71	104.63	118.03	52.47	182.22
113	5.38	7.3	11.7	6.16	37.6	4.33
114	7.18	7.49	11.66	10.04	42.41	11.87
115	19.74	20.25	28.16	27.66	42.44	32.14
116	165.12	160.04	4.7	8	17	-169.79
117	17.95	18.64	17.34	28.83	46.3	35.3
118	29.61	32.17	45.06	34.84	38.22	37.4

Tabela C.6 : Resultados dos métodos de alocação de perdas para o sistema IEEE-118 barras com diminuição de carga na barra 67.

BARRA nº	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
	(\$)	(\$)				
1	45.81	52.27	58.60	77.44	47.76	107.50
2	17.96	19.03	17.87	28.28	45.58	35.15
3	35.03	35.06	38.81	52.64	44.24	62.34
4	35.03	40.24	22.68	33.52	33.99	30.65
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	46.71	44.57	42.00	58.85	39.68	57.69
7	17.07	16.28	16.22	22.56	40.84	22.96
8	25.15	57.60	14.88	22.21	32.60	-4.16
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	404.19	363.51	412.36	253.50	200.20	318.83
11	62.87	63.04	65.92	84.27	41.19	91.23
12	25.15	75.53	6.45	25.28	84.17	-47.82
13	30.54	32.71	39.76	48.11	45.60	60.38
14	12.57	12.03	10.79	18.66	43.89	20.61
15	80.84	81.64	80.47	122.14	44.39	142.62
16	22.45	23.06	18.37	31.59	42.44	35.04
17	9.88	9.66	5.51	10.82	36.58	9.27
18	53.89	52.49	46.99	77.45	43.01	85.02
19	40.42	48.82	49.35	62.13	44.88	79.69
20	16.17	16.05	28.14	24.56	44.54	28.4
21	12.57	14.18	19.66	17.5	42.15	21.2
22	8.98	9.72	11.47	10.29	37.52	10.48
23	6.29	6.42	4.5	4.13	28.37	0.84
24	11.68	17.29	10.57	8.61	29.88	4.93
25	197.6	181.05	286.53	152.73	220.79	209.09
26	282.03	260.86	292.01	192.1	207.82	240.7
27	63.77	62.54	82.82	82.07	40.19	84.49
28	15.27	16.11	22.84	22.55	43.75	27.4
29	21.56	21.29	35.33	33.93	45.58	40.07
30	0	0	0	0	0	0
31	32.34	31.63	51.69	55.22	66.3	54.36

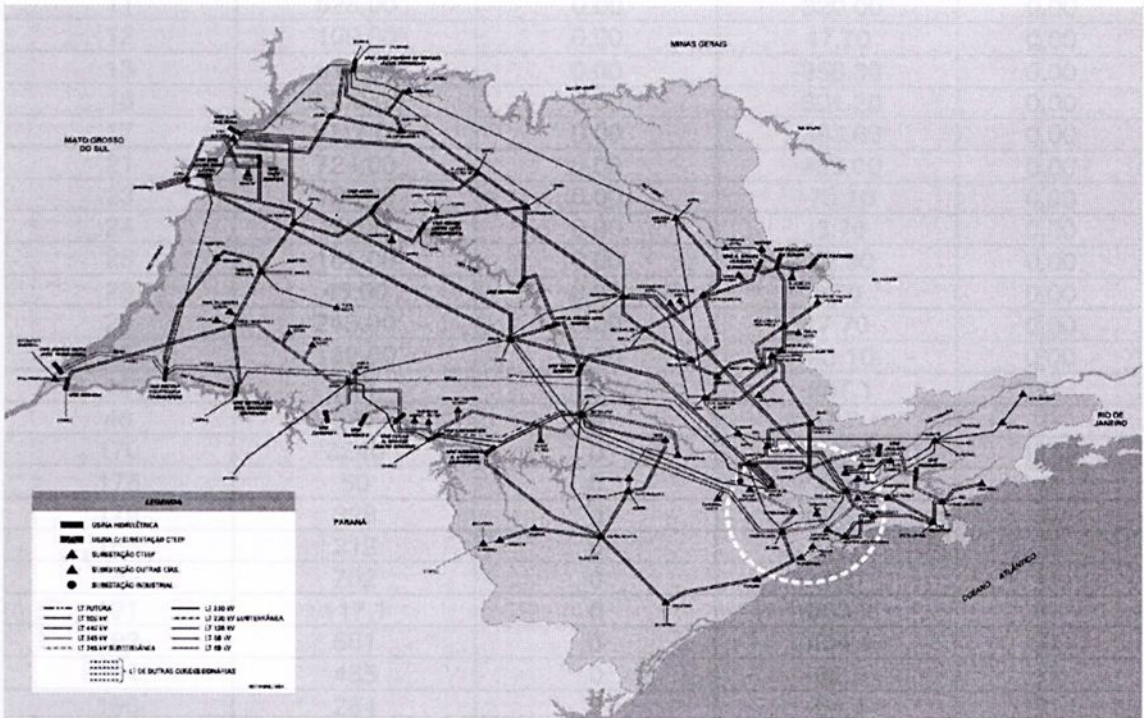
32	52.99	60.08	83.54	71.57	41.38	88.05
33	20.66	21.42	18.28	31.05	44.24	35.64
34	52.99	57.63	33.28	67.27	39.86	62.79
35	29.64	29.39	20.04	39.48	41.03	39.65
36	27.84	31.21	20.01	37.29	41.16	37.62
37	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0
39	24.25	25.32	25.73	43.68	49.84	51.56
40	59.28	57.43	83.87	118	53.39	154.83
41	33.23	33.41	64.72	69.11	55.07	86.75
42	86.23	83.62	167.38	157.98	50.42	209.49
43	16.17	16.64	35.66	24.19	44.11	24.28
44	14.37	15.31	27.4	21.55	44.17	17.96
45	47.6	49.02	79.32	66.96	42.43	55.22
46	8.08	14.71	11.28	23.28	126.88	-4.32
47	30.54	28.18	38.24	22.37	29.78	6.32
48	17.96	18.84	12.79	13.84	30.49	-2.2
49	105.09	119.51	112.53	95.61	176.34	44.82
50	15.27	14.7	14.65	14.26	33.56	7.82
51	15.27	16.38	23.57	21.3	42.21	22.34
52	16.17	16.46	28.09	25.28	45.38	29.08
53	20.66	22.71	34.01	33.94	46.86	41.55
54	58.38	62.5	77.39	124.33	73.88	97.09
55	56.59	57.85	61.95	85.42	44.36	97.45
56	75.45	76.34	99.78	112.52	44.02	126.54
57	10.78	10.74	16.17	14.27	40.87	14.25
58	10.78	10.87	18.34	16.11	44.08	17.99
59	109.58	108.87	38.59	197.7	165.04	19.65
60	70.06	66.24	9.89	28.43	23.65	-28.43
61	143.71	139.7	63.28	77.23	187.51	86.63
62	69.16	66.05	30.8	27.54	23.5	-28.49
63	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0
65	351.2	334.91	238.87	260.78	216.5	355.08
66	317.06	283.8	445	288.89	243.7	346.59
67	16.17	15.94	5.18	4.09	20.77	-12.07
68	0	0	0	0	0	0
69	461.83	424.05	475.62	457.5	251.55	651.84
70	59.28	57.15	55.64	50.33	31.97	26.64
71	0	0	0	0	0	0
72	10.78	14.06	12.87	9.65	32.83	8.38
73	5.39	9.67	5.75	4.77	32.63	2.18
74	61.08	66.33	87.38	71.1	37.88	71.62
75	42.22	42.06	53.41	41.34	34.41	31.4
76	61.08	66.68	91.62	75.38	39.2	85.4
77	54.79	52.84	29.16	19.88	22.84	-28.19
78	63.77	63.53	32.6	25.5	23.54	-28.87
79	35.03	42.14	11.56	11.78	22.34	-23.74
80	311.68	288.36	166.54	364.58	247.9	393.6
81	0	0	0	0	0	0
82	48.5	51.46	68.99	14.22	21.53	-31.03
83	17.96	19.14	23.64	2.2	18.33	-16.48
84	9.88	11.22	9.11	-2.84	10.64	-14.52
85	21.56	27.19	12.38	-12.65	5.02	-41.62
86	18.86	19.87	13.16	-7.47	8.59	-33.04
87	3.59	9.74	1.32	4.45	286.52	5.19
88	43.11	41.85	16.95	-36.82	0	-117.51
89	545.21	509.15	582.64	1103.37	397.53	1891.86



90	146.41	140.25	114.77	-63.8	7.85	-297.84
91	8.98	15.79	7.13	-4.13	7.39	-12.98
92	58.38	55.76	34.87	-34.73	4.86	-132.58
93	10.78	11.86	11.26	-1.97	12.59	-15.1
94	26.95	28.92	37.34	2.51	17.78	-26.01
95	37.72	44.84	59.96	9.21	20.61	-21.87
96	34.13	34.68	30.75	7.8	20.32	-25.22
97	13.47	14.58	3.44	2	18.81	-13.02
98	30.54	28.75	7.08	5.34	19.31	-28.12
99	37.72	37.98	13.86	8.48	20.25	-32.12
100	193.11	193.52	219.55	171.48	234.44	217.12
101	19.76	22.6	20.91	-1.53	14.58	-25.45
102	4.49	4.96	3.41	-1.84	8.35	-8.23
103	15.27	24.76	14.25	21.71	174.17	10.82
104	34.13	37.01	37.98	34.25	34.86	19.57
105	27.84	40.14	37.36	32.48	37.93	17.26
106	38.62	40.2	53.45	46.58	38.67	38.38
107	44.91	44.61	80.46	72.7	46.42	81.9
108	1.8	1.95	2.82	2.36	40.72	1.9
109	7.19	7.44	11.92	9.82	41.69	8.62
110	35.03	40.19	38.25	50.12	42.89	37.44
111	32.34	31	19.51	-9.85	68.53	-35.73
112	61.08	63.74	104.61	118.09	52.32	182.29
113	5.39	7.28	11.45	6.15	37.45	4.32
114	7.19	7.5	11.65	10.05	42.28	11.89
115	19.76	20.26	28.16	27.68	42.32	32.2
116	165.27	160.2	4.7	8.86	17.04	-167.78
117	17.96	18.64	17.35	28.8	46.13	35.27
118	29.64	32.18	44.87	35.14	38.28	37.98



Apêndice D – Representação do Sistema Sul Sudeste



- Número de Barras – 2375
- Número de Linhas – 3657
- Número de Geradores carga mínima – 251
- Número de Geradores carga média – 232
- Número de Geradores carga máxima – 238



Tabela D.1 : Dados de Barras para barras com geradores (Caso – Carga Mínima).

Barra n.º	PG	PC	QG	QC
	(MW)	(MW)	(Mvar)	(Mvar)
4	600.00	29.40	-228.90	13.80
11	528.00	0.00	-320.00	0.00
12	109.00	0.00	47.70	0.00
13	612.00	0.00	-356.30	0.00
16	3500.00	0.00	-601.20	0.00
17	1047.00	0.00	-383.80	0.00
21	724.00	0.00	-400.00	0.00
23	152.00	0.00	-70.10	0.00
24	88.00	0.00	-3.70	0.00
25	161.00	0.00	-52.90	0.00
28	45.00	0.00	8.70	0.00
29	245.00	0.00	17.70	0.00
42	189.00	0.00	-95.10	0.00
45	641	0	-257.1	0
48	237	0	-7.7	0
170	3240	0	0	1752
176	50	0	-0.6	0
179	328	0	-225.8	0
185	212	0	17.7	0
189	702	0	-450	0
191	117.1	0	-883.2	0
192	681	0	-404.1	0
194	485	0	-62.5	0
196	284	0	-64.4	0
197	789	0	-100.6	0
224	43	0	-11.1	0
225	37	0	-6.1	0
226	23	0	-23.9	0
227	122	0	8.2	0
228	41	0	24.7	0
229	123	0	11.2	0
265	38	0	-4.1	0
290	142	0	14.7	0
291	54	0	-17.5	0
292	113	0	11.6	0
293	108	0	-51.9	0
329	95	0	-14.2	0
330	95	0	-14.2	0
370	14	0	10.1	0
376	44	0	-7.8	0
403	13	0	5.5	0
404	57	0	19.4	0
405	33	0	12.6	0
406	45	0	5.4	0
407	58	0	-6.1	0
481	11	0	0	0
483	5	0	0	0
679	4	14.9	0	6.3
838	301	35	-44.3	11.5
853	19	0	-94.1	0
856	15	0	200	0
877	40	0	103.9	0



878	60	0	28.3	0
1028	120	0	57.9	0
1030	340	0	130.9	0
1036	35	0	18.4	0
1044	15	0	0.3	0
1056	120	0	-5.6	0
1145	5.6	46.7	2.8	18.7
1149	5.6	41.3	2.8	19.8
1188	5	24.3	2.5	9.2
1196	400	0	-60	0
1200	0.8	11.3	0.4	3.7
1237	9.7	240.1	4.8	70.9
1241	11	0.6	5.5	0.3
1243	15	110.6	-7	33.7
1268	4.6	7.5	2.3	2.5
1270	1.4	25.6	0.7	9.3
1321	13	11.9	6.5	3.9
1348	2.5	9.2	1.2	3.1
1353	0.9	98.9	0.4	33.1
1374	2.4	13.3	1.2	3.7
1404	0.5	3	0	1
1408	0.5	6.9	2	2.7
1484	336	0	-49.4	0
1487	14	0	-4	0
1488	14	9.7	-4.1	5
1491	4	14.5	2.3	7.4
1493	2.6	4.4	-1.6	2.3
1495	4	4	-1.7	2
1498	4	4.9	-1.1	2.5
1501	7	2.2	0.7	1.1
1515	14	9.9	-9.7	5
1524	12.5	8.6	-2.6	4.4
1531	14	0	-4.5	0
1532	35	4.1	-13.7	2.1
1538	4	7.7	-1	3.9
1558	15	2.8	-1.2	1.4
1560	24	0	3.1	0
1561	44	0	12.2	0
1562	32	0	8.1	0
1565	70	0	-0.5	0
1670	9	1.4	-2	1
1676	6	6.7	-2	2.1
1677	1	6.3	-1	3.4
1686	1.8	1.5	-1	0.7
1689	4	10.5	-2	4.4
1694	7.3	0	-2.2	0
1696	15.1	0.8	-3	0.3
1697	0.1	0.7	-1	0.3
1701	0.2	11.2	0.1	5.4
1702	0.5	9.8	0.4	4.9
1704	2	0.9	0.8	0.4
1734	4.8	17.7	0	6.4
1736	8	5.4	0	2.7
1771	22.8	64	3	23.2
1821	41	3.9	12	1.9
1835	5	0	0.2	0
1842	10	0	1.3	0
1853	20	0	5.2	0



1870	1	16.9	0	8.1
1879	10	8.3	0	4.7
1885	1	2.6	0	0.2
1898	10	5.9	1.1	3.9
1919	56	0	9.4	0
1956	175	0	-0.6	0
1973	544.6	0	-81.7	0
1975	10	0	5	0
1993	36	0	13.1	0
2025	9.2	0	-1.6	0
2029	35.5	0	-16	0
2056	27	0	-6.5	0
2066	44.6	0	-25	0
2067	44.6	0	-25	0
2094	50	0	-4.4	0
2095	50	0	-4.4	0
2096	50	0	-4.4	0
2097	50	0	-4.4	0
2101	16.1	0	-2.7	0
2102	16.1	0	-2.7	0
2103	16.1	0	-2.7	0
2104	16.1	0	-2.7	0
2105	16.1	0	-2.7	0
2106	16.1	0	-2.7	0
2174	36.3	0	-9	0
2176	80.7	0	-6	0
2183	59	0	-3.2	0
2184	59	0	-3.2	0
2231	100	0	-75.7	0
2239	300	0	-41.2	0
2266	7	0.5	4.4	0.3
2276	15	28.1	-7	9.5
2279	0.7	47.8	0	16.1
2290	0.4	16.3	0	4.6
2340	12.3	25.9	-3.5	6.5
2349	28	2.7	-14	0.5
2353	4.4	12.2	0	2.7
2363	3	28	0	9.2
2371	2	15.7	0	7.2
2375	0.6	61.1	0	16.3
2405	4	4.3	0	0.9
2484	6	9.7	0	2.7
2539	6.5	0.6	-0.8	0.2
2540	5.6	12.1	0	7.8
2545	5.7	4.4	0	1.7
2551	13.1	0.8	-1.8	0.3
2556	1.8	10.3	0	4.8
2560	30	0	28.2	0
2569	530	0	-412	0
2573	120	0	41.9	0
2578	33.7	0	-2.8	0
2586	1.4	8.9	0	3.5
2594	0.8	2.6	0	1
2600	10	17.7	0	6.9
2601	3.8	7.1	0	4.3
2623	2.5	3.4	0	1.3
2625	2	5.5	0	4.5
2641	2	12.3	0	4.8



2650	20	4.9	-5	1.9
2673	450	0	-372	0
2674	450	0	-333	0
2678	20	17.3	-20	7.2
2679	4	4.9	0	1.9
2691	0.8	3.6	0	1.9
2695	400	0	0.4	0
2696	1	17.8	0	7
2702	31.2	3	-3	1.5
2704	26	2.5	-8	1.2
2705	34.3	3.3	-19.1	1.6
2706	82.4	8	-25	4
2707	164.9	15.8	-23.2	7.9
2710	110	0	-88	0
2712	250	1.8	-66.3	0
2713	165	0	-31.8	0
2714	450	2.4	-419.7	0
2715	450	0	-690.2	0
2718	400	0	-478.1	0
2730	200	0	-300	0
2859	5.3	1.7	-2	1.3
2947	9.5	0.9	0	0.5
2948	20	0	-4	0
2986	14	0	-9	0
2989	75	0	48.7	0
2990	200	0	-92.4	0
3011	106	0	-11.9	0
3013	646	0	88.6	0
3162	8	0	0	0
3181	600	0	-123.4	0
3182	214	0	30.8	0
3183	811	0	-258.7	0
3184	191	0	8.9	0
3185	257	0	-37.3	0
3190	52	0	-29.3	0
3191	56	0	-58.5	0
3192	70	0	-60	0
3194	30	0	-24	0
3195	166	0	-60.4	0
3196	39	0	-27	0
3197	168	0	-170	0
3202	30	0	2.9	0
3205	12	0	-3.8	0
3206	106	0	-27.8	0
3207	196	0	-64.1	0
3208	70	0	8	0
3215	40	0	-9.4	0
3220	195	0	-35.2	0
3221	53	0	-30.5	0
3223	47	0	6.4	0
3224	91	0	-42.3	0
3226	10	0	14.4	0
3228	7	0	3.5	0
3229	6	0	-0.1	0
3264	103	0	0.6	0
3265	104	0	-13.3	0
3266	110	0	-19.6	0
3267	158	0	11.3	0



3268	24	0	-3.9	0
3282	6.4	0	-6.9	0
3287	16	0	-10.3	0
3300	32	0	-2.8	0
3303	135	0	1.9	0
3316	28.7	0	-3	0
3318	43.4	0	8.3	0
3320	3.5	0	-2	0
3360	20	0	3.3	0
3386	140	0	56.1	0
3387	140	0	77.5	0
3388	140	0	28.8	0
3721	13.5	12.6	6.1	6.1
3726	20	6.4	1.9	1.9
3727	10	2.1	0.4	0.4
3740	6	7.2	0.7	0.9
6001	100	0	82.1	0
6002	100	0	-33	0
6202	200	0	6.3	0
6405	100	0	-175	0
6410	100	0	-125	0
6432	200	0	-370	0
6805	100	0	-10.4	0
6844	100	0	-160	0
7400	100	0	80	0

Tabela D.2 : Dados de Barras para barras com geradores (Caso – Carga Média).

Barra n.º	PG	PC	QG	QC
	(MW)	(MW)	(Mvar)	(Mvar)
4	600.00	29.40	-6.50	13.80
11	655.00	0.00	-51.80	0.00
12	135.00	0.00	109.10	0.00
13	759.00	0.00	-1.40	0.00
16	4900.00	0.00	-0.80	0.00
17	1299.00	0.00	-179.80	0.00
21	899.00	0.00	-117.90	0.00
23	188.00	0.00	14.30	0.00
24	109.00	0.00	37.10	0.00
25	200.00	0.00	53.50	0.00
28	45.00	0.00	-11.10	0.00
29	123.00	0.00	-12.40	0.00
42	234.00	0.00	-58.70	0.00
45	796	0	-343.9	0
48	294	0	-26.6	0
60	2000	0	0	0
170	4409	0	0	2589
176	62	0	11.5	0
179	407	0	-169.8	0
185	263	0	57.7	0
189	984	0	-540	0
191	674.6	0	-1000	0
192	844	0	-576	0
194	513	0	-107.3	0
196	352	0	-240	0



197	909	0	-125.8	0
224	53	0	-12.5	0
225	46	0	-11.2	0
227	84	0	7.9	0
228	51	0	-18	0
229	84	0	10.6	0
265	47	0	-9	0
290	245	0	1	0
291	92	0	-16.2	0
292	140	0	4.9	0
293	186	0	7.2	0
329	118	0	10.6	0
330	118	0	10.6	0
370	18	0	9.8	0
376	54	0	26.8	0
403	23	0	8.2	0
404	99	0	38.1	0
405	56	0	15.7	0
406	77	0	18.5	0
407	101	0	-5.8	0
481	11	0	0	0
483	5	0	0	0
679	4	26.9	0	12
838	133	35	-20	11.5
853	19	0	-83.2	0
856	15	0	111.2	0
877	100	0	105.9	0
878	120	0	21.6	0
1028	130	0	49.7	0
1030	360	0	219.3	0
1036	50	0	27.9	0
1044	15	0	4.1	0
1056	160	0	16.5	0
1145	5.6	50.7	2.8	20.5
1149	5.6	47.5	2.8	22.6
1188	5	37.6	2.5	14.2
1196	400	0	-60	0
1200	0.8	18.5	0.4	6.1
1237	9.7	230.2	4.8	66.9
1241	11	1.7	5.5	0.8
1243	15	109.3	7.5	33.3
1268	4.6	12.2	2.3	4
1270	1.4	41.5	0.7	15.1
1321	13	16.3	6.5	5.3
1348	2.5	8.7	1.2	2.9
1353	0.9	97.4	0.4	32.8
1374	2.4	12.8	1.2	3.5
1404	0.5	4.4	0	1.4
1408	0.5	11.9	2	4.7
1484	336	0	-24.2	0
1488	16	10.6	-0.9	5.4
1491	7	16.5	-1.1	8.4
1493	5.2	5.4	-2.6	2.7
1495	5	4.8	-1.4	2.4
1498	16	5.5	-1	2.8
1524	31	10	-6.7	5.1
1528	7	2.3	0.4	1.1
1531	16	0	-4.5	0



1532	76	0	-15.5	0
1538	3	9	1.6	4.6
1560	28	0	-4.4	0
1561	46	0	-1.8	0
1562	96	0	-9.8	0
1565	180	0	2.1	0
1670	9	2.5	1	1.9
1676	6	11.4	3.7	5.3
1677	1	11	0	6
1686	1.8	3.1	-0.7	1.4
1689	4	19.5	-2	7.7
1694	10.8	0	2.5	0
1696	15.1	1.4	9.3	0.5
1697	0.1	1.3	2.2	0.7
1701	0.2	19.9	0.1	9.6
1702	0.5	17.5	0.4	8.8
1704	2	1.5	0.8	0.8
1734	4.8	20.7	0	10
1736	8	6.4	0	4.2
1771	22.8	74.7	0	36.2
1821	45	4.5	14.4	3.1
1822	45	0	11.7	0
1835	5	0	0.7	0
1842	15	0	3.6	0
1870	1	19.4	0	11.6
1879	2	11.9	0	6.1
1885	3	3.1	0	0.6
1898	13	7.5	3.4	5.6
1956	175	0	-7.7	0
1973	238	0	-48.2	0
1993	36	0	13.1	0
2025	9.2	0	2	0
2029	37.2	0	26	0
2056	7	0	3	0
2066	49.7	0	-24.2	0
2067	49.7	0	-24.2	0
2094	63	0	24.3	0
2095	63	0	24.3	0
2096	63	0	24.3	0
2097	63	0	24.3	0
2101	20	0	11.5	0
2102	20	0	11.5	0
2103	15	0	11	0
2104	20	0	11.5	0
2105	20	0	11.5	0
2106	20	0	11.5	0
2174	39.7	0	40.1	0
2176	120.8	0	48.2	0
2183	60.2	0	17.6	0
2184	60.2	0	17.6	0
2231	432	0	-29.5	0
2239	300	0	-24.8	0
2266	7	0.9	4.8	0.5
2276	15	40.6	-7	22.1
2279	0.7	63.6	0	27.8
2290	0.4	29.4	0	14.5
2340	12.3	46.4	7.5	18.3
2349	28	3.4	-5.8	1.6



2353	4.4	19.7	3.8	9.3
2363	3	28	0	10.2
2371	2	21.2	0	8.4
2375	0.6	66.9	0	27.4
2405	4	7.8	0	4.2
2484	5.9	13.9	0	4.9
2539	7	2.3	1.7	1.3
2540	9.8	30.5	0	20.9
2545	10.8	11.4	0	4.8
2551	13.9	2.8	-0.6	1.2
2556	1.8	23.8	0	15.7
2560	30	0	0.7	0
2569	670	0	-359.4	0
2573	120	0	42.1	0
2578	35.8	0	-1.8	0
2586	1.4	27	0	15.4
2594	0.8	9.4	0	5.9
2600	9.9	25.3	0	14.7
2601	6.7	15	0	9.6
2623	2.5	5.9	0	2.9
2625	3.5	8.2	0	7.6
2641	2	13.8	0	4.8
2650	18	8.6	7.5	3.7
2673	600	0	-143.7	0
2674	600	0	-41.9	0
2679	7	8.1	0	3.4
2691	0.8	9.4	0	4.2
2695	400	0	33.8	0
2696	1	31.1	0	20
2702	30.2	3	16.8	1.5
2704	25.1	2.5	7.5	1.2
2705	33.2	3.3	11	1.6
2706	80.3	8	40.1	4
2707	158.9	15.8	55.1	7.9
2710	110	0	37.8	0
2712	350	1.8	26.7	0
2713	165	0	12.9	0
2714	670	2.4	-296.8	0
2715	600	0	-335	0
2718	500	0	-107.9	0
2859	5.3	3.8	3.5	2.2
2947	9.5	1.9	0	1
2948	20	0	2.8	0
2986	19	0	-13.6	0
2989	105	0	34.7	0
3011	131	0	0.3	0
3013	297	0	6.6	0
3181	744	0	48.1	0
3182	265	0	86.2	0
3183	1007	0	-84.2	0
3184	237	0	64.7	0
3185	318	0	0.1	0
3190	65	0	-19.2	0
3191	70	0	-51	0
3192	87	0	-35.2	0
3194	37	0	-18.8	0
3196	49	0	-26.7	0
3197	168	0	-39.5	0



3202	37	0	6.1	0
3205	14	0	2.5	0
3206	105	0	-20.9	0
3207	243	0	-20	0
3215	40	0	-15	0
3220	242	0	-27	0
3221	44	0	-28	0
3223	59	0	-12.6	0
3224	112	0	-19.3	0
3226	10	0	7.6	0
3228	7	0	3.5	0
3229	6	0	3.1	0
3264	60	0	-2.6	0
3265	62	0	-11	0
3266	93	0	-1.9	0
3268	28	0	-1	0
3287	10	0	-6.5	0
3316	28.7	0	-2.5	0
3318	43.4	0	-6.1	0
3320	3.5	0	-1.3	0
3360	30	0	5.1	0
3363	1	9.2	0	3.5
3387	140	0	77.5	0
3388	140	0	20.9	0
3721	13.5	18.9	4.5	6.3
3726	20	9.6	4	4
3740	6	11.9	1.2	2.3
6001	270	0	-110.5	0
6202	360	0	-49.7	0
6432	675	0	34.2	0
6805	135	0	-9.9	0
6844	288	0	-160	0
7400	100	0	-72.3	0

Tabela D.3 : Dados de Barras para barras com geradores (Caso – Carga Pesada).

Barra n.º	PG	PC	QG	QC
	(MW)	(MW)	(Mvar)	(Mvar)
4	600.00	29.40	-32.20	13.80
11	725.00	0.00	-12.00	0.00
12	149.00	0.00	63.80	0.00
13	840.00	0.00	-22.50	0.00
16	5600.00	0.00	470.70	0.00
17	1438.00	0.00	-49.30	0.00
21	994.00	0.00	-93.90	0.00
23	209.00	0.00	14.40	0.00
24	120.00	0.00	46.00	0.00
25	221.00	0.00	54.90	0.00
28	45.00	0.00	45.40	0.00
29	123.00	0.00	13.50	0.00
42	259.00	0.00	-78.60	0.00
45	880	0	-132.3	0
48	326	0	29.5	0
60	2500	0	0	0
170	4512	0	0	2589
176	69	0	17.6	0
179	450	0	-157.5	0



185	291	0	81.2	0
189	981	0	-540	0
191	1809.4	0	-997.8	0
192	934	0	-538.8	0
194	567	0	1.6	0
196	389	0	-240	0
197	1005	0	-177.9	0
224	58	0	-7.1	0
225	51	0	-9.1	0
227	108	0	8	0
228	56	0	-14.1	0
229	108	0	10.1	0
265	52	0	-6	0
290	244	0	50.1	0
291	92	0	-11.7	0
292	155	0	14.2	0
293	186	0	65	0
329	131	0	18.8	0
330	131	0	18.8	0
370	20	0	9.7	0
376	60	0	31.9	0
403	22	0	12	0
404	98	0	40.6	0
405	56	0	19.4	0
406	77	0	27.2	0
407	101	0	-0.3	0
481	11	0	0	0
483	5	0	0	0
679	4	33.5	0	9.5
838	171	35	9.6	11.5
853	404	0	-87.1	0
856	485	0	135.4	0
877	180	0	111.4	0
878	240	0	34.8	0
1028	130	0	48.9	0
1030	380	0	219.2	0
1036	90	0	31.7	0
1044	35	0	9.2	0
1056	180	0	4	0
1145	5.6	57.4	2.8	23.4
1149	5.6	57.2	2.8	27.1
1186	20	30.9	0	11.3
1188	5	63.5	2.5	23.6
1200	0.8	37.1	0.4	12.2
1237	9.7	212.5	4.8	60.7
1241	11	1.4	5.5	0.7
1243	15	105.6	7.5	32.2
1268	4.6	22.5	2.3	7.4
1270	1.4	76.5	0.7	28
1321	13	21.3	6.5	7
1348	2.5	5.7	1.2	1.9
1353	0.9	92.7	0.4	32.1
1374	2.4	10.9	1.2	2.8
1401	4	30.1	0	10.9
1404	1.4	7.4	0	2.4
1408	0.5	22.4	2	8.9
1484	336	0	50.9	0
1491	7	18.8	2.3	9.6



1493	4	6.1	-1.6	3.1
1495	5	5.4	-0.4	2.8
1498	15.5	6.2	-5	3.2
1524	20	11.4	-2.5	5.8
1531	18	0	-4.5	0
1532	76	0	-26	0
1538	5	10.2	-1	5.2
1558	26.5	3.7	-7.7	1.9
1560	34	0	-3	0
1561	48	0	-1.7	0
1562	20	0	-11.1	0
1563	168	0	-13.9	0
1670	34.1	3.9	7	2.9
1676	38.4	17.5	19.3	8.2
1677	5.3	16.9	0.2	9.2
1686	4	4.8	3	2.2
1689	16.7	30	8.5	11.8
1694	37.1	0	5.5	0
1696	60	2.1	-4.3	0.8
1697	7	2	1.3	1
1701	0.3	30.7	0.1	14.8
1702	1.2	27	0.4	13.5
1704	6	2.3	0.8	1.2
1734	4.8	26.8	0	9.7
1736	18	8.3	0	3.8
1771	33.3	97	0	35.2
1821	45	6	20.5	2.2
1822	45	0	18.9	0
1835	10	0	2.5	0
1842	12	0	3.3	0
1843	12	0	3.3	0
1870	2	27.9	0	7.7
1879	3	15.7	0	3.3
1885	6	4.1	0	0.7
1898	20	17.3	2.5	4.8
1956	175	0	0.2	0
1973	238	0	-7	0
1993	36	0	13.1	0
2025	9.2	0	-0.4	0
2029	38	0	26	0
2056	27	0	0.1	0
2066	55.6	0	-22.7	0
2067	55.6	0	-22.7	0
2094	60.6	0	12.7	0
2095	60.6	0	12.7	0
2096	60.6	0	12.7	0
2097	60.6	0	12.7	0
2101	20.3	0	12.7	0
2102	20.3	0	12.7	0
2103	20.3	0	12.7	0
2104	20.3	0	12.7	0
2105	20.3	0	12.7	0
2106	20.3	0	12.7	0
2174	40.5	0	43.9	0
2176	71.9	0	46.6	0
2183	63.8	0	21.9	0
2184	63.8	0	21.9	0
2231	250	0	-52.5	0



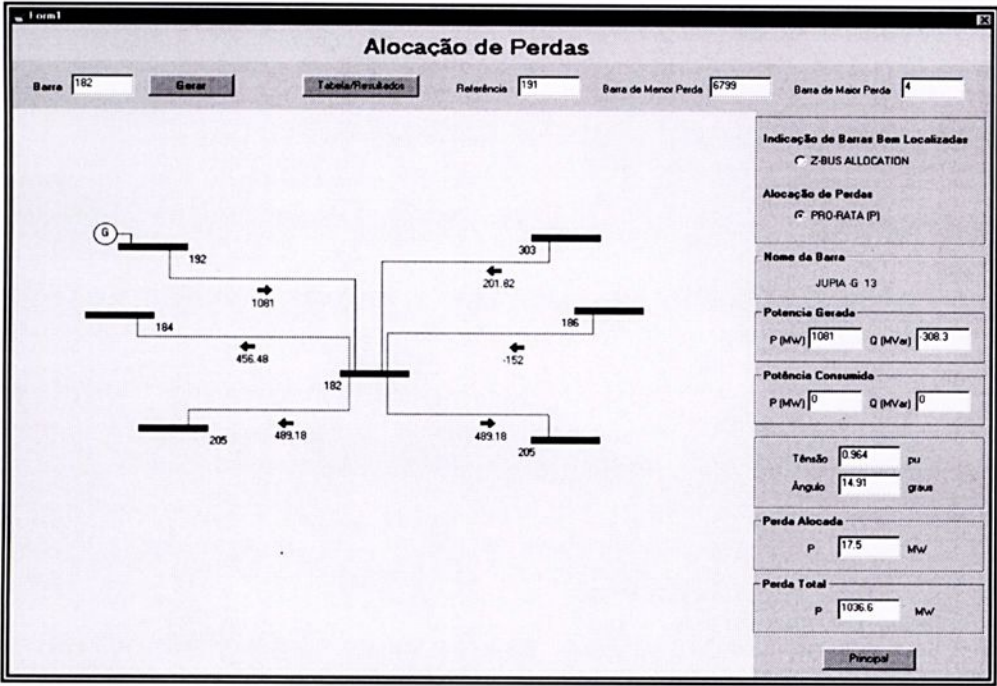
2239	430.3	0	11.1	0
2266	7	1.4	5.6	0.6
2276	15	47.9	-7	17.7
2279	0.7	74.4	0	26.2
2290	0.4	36.8	0	10.7
2340	12.3	46.7	-3.3	15.3
2349	28	3	-7.1	1
2353	4.4	26	3.3	5.9
2363	3	24	0	9.5
2371	2	23.9	0	10.9
2375	0.6	76.8	0	18
2405	4	8.6	0	3.1
2484	6	16.7	0	4
2539	7.1	3.5	2	1.8
2540	12.6	39.8	0	21.2
2545	13	16.4	0	6.4
2551	14.2	4.3	-1.4	1.6
2556	1.8	34.2	0	15.2
2560	30	0	0.7	0
2569	720	0	-351.2	0
2573	135	0	25.3	0
2578	36.4	0	-6.1	0
2586	1.4	39.4	0	20.9
2594	0.8	14.3	0	6.3
2600	10	29.5	0	14.1
2601	8.6	20.5	0	9.4
2623	2.5	9.3	0	3.6
2625	5	10.7	0	4
2641	2	13.9	0	4
2650	18	12.9	1.8	5
2673	650	0	-181.8	0
2674	714	0	56.2	0
2678	63	26.4	-20	10.6
2679	9	10.2	0	4
2691	0.8	17.9	0	6.4
2695	432	0	115.8	0
2696	1	38.6	0	17.4
2701	700	0	-339.9	0
2702	30.6	3	13.7	1.5
2704	25.5	2.5	21.5	1.2
2705	33.6	3.3	23.2	1.6
2706	81.2	8	34.7	4
2707	182.5	15.8	47.4	7.9
2710	208.1	0	39.2	0
2712	315	1.8	62.9	0
2713	249	0	37.8	0
2714	630	2.4	-267.3	0
2715	720	0	-395.3	0
2718	585	0	-260	0
2730	300	0	-218	0
2859	15.9	5.4	-1.8	2.9
2947	9.5	2.7	0	1.3
2948	20	0	-1.6	0
2986	19	0	-9	0
2989	105	0	32.1	0
2990	270	0	-32.7	0
3011	145	0	-28.4	0
3013	297	0	5.4	0



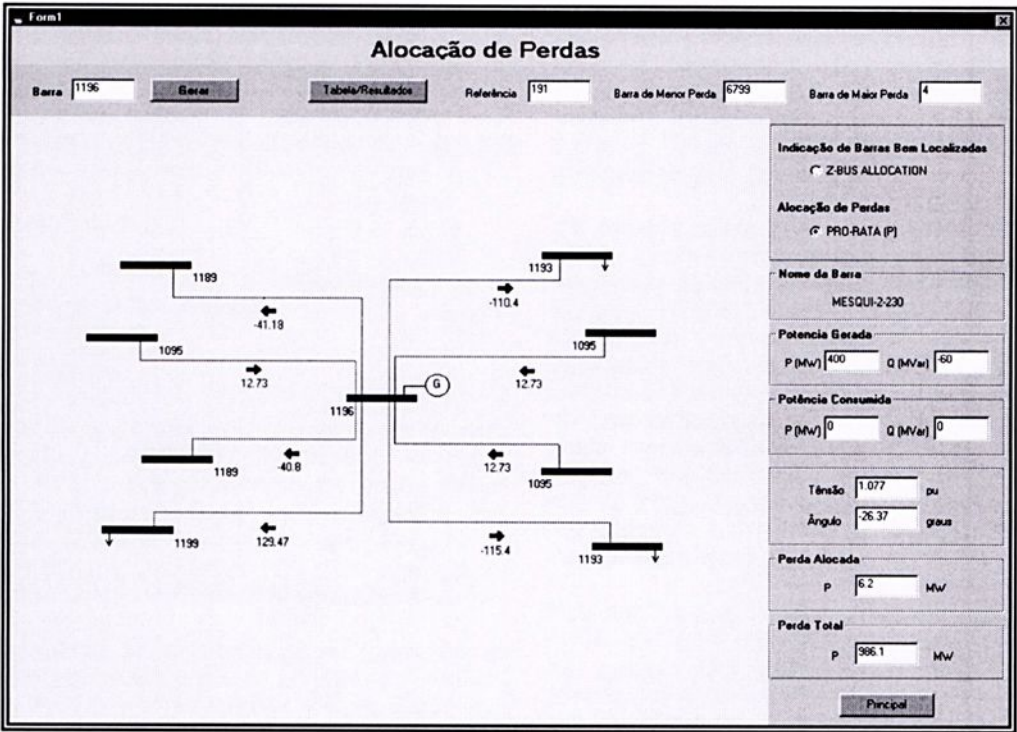
3181	838	0	315.2	0
3182	299	0	86.9	0
3183	1134	0	8.4	0
3184	267	0	37.7	0
3185	358	0	40.6	0
3190	73	0	-0.9	0
3191	79	0	-23.1	0
3192	98	0	-22.5	0
3194	42	0	-9.2	0
3196	55	0	0.1	0
3197	168	0	11.2	0
3202	42	0	-2.5	0
3205	15.4	0	1	0
3206	118	0	19.1	0
3207	274	0	10.7	0
3215	40	0	8.2	0
3220	273	0	27.9	0
3221	49	0	-8.8	0
3223	66	0	-0.4	0
3224	127	0	-22.1	0
3226	10	0	-6	0
3228	7	0	3.5	0
3229	6	0	4.6	0
3264	103	0	-10	0
3265	104	0	-12	0
3266	140	0	-45	0
3268	18	0	-6	0
3287	11	0	-3.3	0
3316	41	0	-6.5	0
3318	62	0	-18.3	0
3320	8.5	0	1.7	0
3360	48	0	4.2	0
3363	1	16.9	0	4
3387	140	0	77.5	0
3388	140	0	22.1	0
3721	13.5	27.6	2.9	5.9
3726	20	14	2.6	2.6
3740	6	15.5	0.8	2.1
6001	270	0	-122	0
6002	108	0	-39	0
6410	225	0	-61.4	0
6432	500	0	-258.5	0
6805	135	0	-12.4	0
6844	288	0	-160	0
7400	144	0	-80	0



Apêndice E – Resultados Visuais.



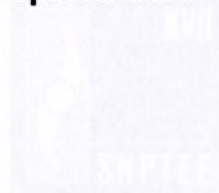
Visualização da vizinhança da barra 192.



Visualização da vizinhança da barra 1196.



Apêndice F – Cópia do Artigo SNPTE.



SNPTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

Volume 1,0
XXV, 1997
19 a 24 Outubro de 2003
Uberlândia - Minas Gerais

GRUPO VII
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

ALOCÇÃO DE PERDAS NA TRANSMISSÃO: UMA COMPARAÇÃO DE PROPOSTAS

Antonio Padilha*
UNESP - São Carlos

Deborah A. Lima
UNESP - São Carlos

Wendery Mesquita
CTESP - São Paulo

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo avaliar os mais recentes métodos de alocação de perdas na transmissão. Os métodos apresentados são: métodos baseados na teoria da corrente (J-Bus), métodos que utilizam técnicas numéricas de potência (NLP e NLP-DC), métodos baseados na divisão proporcional (PD), os métodos baseados na fórmula do fluxo (Fórmula 2^a de Baran) e o trabalho de Baran e Grigoriadis. O trabalho destaca a importância de trabalhar com um dos métodos quando existem diferenças nos dados (discretização do comprimento de linha, perda e eficiência, variação de tap e as transformadores, estado de elemento shut, etc). Apresenta e analisa para diferentes tipos de redes os melhores métodos de alocação.

PALAVRAS-CHAVE

Alocação de perdas, Perdas na Transmissão, Fluxo de Potência, Fluxo de Transmissão.

1. INTRODUÇÃO

Apesar de as perdas de transmissão de energia elétrica serem pequenas por significativas diferenças em seu custo econômico, desde muito tempo têm surgido várias determinações das empresas elétricas de trabalharem com alocação de custos de transmissão, e a determinação da alocação das perdas elétricas para geradores e cargas.

Este artigo trata da determinação da alocação de custos para geradores e cargas a partir dos métodos mais recentes em aplicações práticas e dos mais recentes desenvolvimentos (Lima et al.).

Considerando que as perdas elétricas dependem das condições de operação das barras e são funções não lineares, é necessário proceder a análise de alocação das perdas a partir de mais de um procedimento. Diferentes métodos que a alocação das partes das perdas para barras são visto diferentemente a harmonização dos sistemas elétricos existentes, uma vez que a análise deve incluir e realizar depois da despacho de cargas. Obviamente a formação e localização de geradores e cargas continuam, para isso, os métodos, com as perdas elétricas. Este trabalho pode ser visto também na prática, por exemplo, de linhas mais adequadas para a operação de novos geradores no sistema, e como também a alocação das perdas pode ser um fator decisivo na operação dos sistemas de geração.

Os métodos de alocação de perdas tem como objetivo dividir entre geradores e cargas a responsabilidade por perdas na transmissão de forma equitativa, entre algumas características são importantes, como por exemplo (1), levar em conta a região de potência em cada barra, considerar a relação localização de barra na rede de transmissão, ser consistente com a alocação do fluxo de potência, ser estável diante de alterações locais, significativas de parâmetros da rede, fornecer eficiência econômica ou prática para geradores e cargas considerando a sua natureza localizada e magnitude de rede, e ser de simples implementação e de fácil implementação.

Este artigo é desenvolvido para apresentar uma análise de desempenho dos principais métodos de alocação de perdas para geradores e cargas existentes, principalmente considerando com exemplos digitais de fácil verificação de potencialidade e desempenho, para os seguintes resultados com sistemas de

* Avenida Brasil, 45 - CEP 13506-900 - São Carlos - SP - BRASIL
Tel: (518) 3742-1162 - Fax: (518) 3742-1163 - E-MAIL: padilha@desl.feg.unesp.br





GRUPO VII

PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

ALOCÇÃO DE PERDAS NA TRANSMISSÃO: UMA COMPARAÇÃO DE PROPOSTAS

Antonio Padilha*
UNESP-Ilha Solteira

Delberis A. Lima
UNESP-Ilha Solteira

Waldecy Macedo
CTEEP-São Paulo

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo estudar os mais recentes métodos de alocação de perdas na transmissão. Os métodos apresentados são: métodos baseados na teoria de circuitos (Z-bus), métodos que utilizam técnicas incrementais de potência (ITL e ITLPOS), método baseado na divisão proporcional (PS) e os métodos baseados na técnica Pro-Rata (Pro-rata (P), Pro-rata(I)). O trabalho destaca a importância de analisar cada um dos métodos quando ocorrem variações nas redes (incremento e decréscimo de potência gerada e consumida, variação de tap's de transformadores, inclusão de elemento shunt, etc). Resultados e testes para diferentes tipos de redes são apresentados e discutidos.

PALAVRAS-CHAVE

Alocação de perdas, Perdas na Transmissão, Fluxo de Potência, Preço da Transmissão.

1.0 INTRODUÇÃO

Atualmente as empresas de transmissão de energia elétrica estão passando por significativas mudanças em seu novo ambiente econômico. Vários novos desafios têm surgido como a determinação das capacidades ótimas de transferência com alocação de custos de congestionamento, e a determinação da alocação das perdas elétricas para geradores e cargas.

Este artigo trata da determinação da alocação de perdas para geradores e cargas a partir dos métodos com mais destaque em aplicações práticas e dos com maiores potencialidades futuras.

Considerando que as perdas elétricas dependem das injeções de potências nas barras e são funções não lineares, é interessante proceder a análise da alocação das perdas a partir de mais de um procedimento. Deve-se destacar que a alocação dos custos das perdas para barras não afeta diretamente o funcionamento dos sistemas elétricos existentes, uma vez que o cálculo deste custos é realizado depois do despacho de cargas. Obviamente o tamanho e localização de geradores e cargas contribuem, para mais ou para menos, com as perdas elétricas. 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.

Os métodos de alocação de perdas tem como objetivo distribuir entre geradores e cargas a responsabilidade por perdas na transmissão de forma equilibrada, então algumas características são importantes, como por exemplo (1): levar em conta a injeção de potência em cada barra; considerar a relativa localização da barra na rede de transmissão; ser consistente com a solução do fluxo de potência; ser estável diante de alterações pouco significativas de parâmetros da rede; fornecer efetivos incentivos ou punições para geradores e cargas considerando a sua relativa localização e magnitude na rede; e ser de simples compreensão e de fácil implementação.

Este artigo é direcionado para apresentar uma análise de desempenho dos principais métodos de alocação de perdas para geradores e cargas mostrando, primeiramente, resultados com exemplos didáticos de fácil verificação de potencialidades e desvantagens, para em seguida avaliar resultados com sistemas de

* Avenida Brasil, 56 - CEP 15385-000 - Ilha Solteira - SP - BRASIL
Tel.: (018) 3742-1169 - Fax: (018) 3742-1163 - E-MAIL: padilha@dee.feis.unesp.br



porte maior. Os resultados apresentados e discutidos no artigo consideram, por exemplo, o caso da localização e a magnitude de geradores e cargas, e a possibilidade de se ter agentes bem ou mal localizados na rede em cada configuração. Também são feitos testes para verificar a sensibilidade dos métodos com alterações na rede elétrica. Com isto pretende-se fornecer uma contribuição para a compreensão e aplicação métodos de alocação de perdas. Os métodos comparados são: um método baseado na teoria de circuitos (utilizando a matriz Z-bus), método de participação proporcional, métodos incrementais de alocação de perdas (com e sem alocação negativa) e métodos que utilizam a técnica Pro-Rata. Métodos baseados para levar em conta somente contratos bilaterais, como o apresentado em (2) estão fora da análise deste artigo. A importância da análise de perdas elétricas ocorre em função da estimativa de seu custo anual ser da ordem de 1 (um) bilhão de reais (dados de 2001) no Sistema Brasileiro (3).

2.0 MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE PERDAS

Diferentes propostas de alocação de perdas em redes elétricas surgiram nos últimos anos, tanto para transmissão quanto para distribuição. Obviamente o foco maior tem sido a transmissão devido aos valores atingidos e a grande quantidade de agentes com livre acesso às redes de transmissão. Nesta seção faz-se uma breve descrição dos principais métodos de alocação de perdas.

1.1 Método baseado na teoria de circuitos

O método empregado aqui é baseado na matriz Z-bus (Z-bus) e apresenta uma característica diferente e interessante que é o fato de explorar as equações de circuitos elétricos sem nenhuma simplificação (1). A idéia do método é distribuir as perdas do sistema (Ploss) entre as "n" barras do sistema, a partir da solução do fluxo de potência:

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^n I_k \quad 1$$

O componente de perdas (I_k) é a fração de perdas do sistema atribuídas a barra "k". A obtenção do termo (I_k) mostrado em (1) é feita a partir da matriz de admitância ($Y=G+jB$) e o vetor complexo de tensão (V) ou a partir da matriz de impedância ($Z=R+jX$) e o vetor complexo de injeção de corrente (I). Partindo da equação de perdas temos:

$$P_{loss} = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n V_k I_k^* \right\} \quad 2$$

O $\Re$ indica que se trata da parte real do vetor obtido do somatório. A referência (1) mostra que a componente de perdas associadas com a barra "k" pode ser expresso por:

$$L_k = \Re \left\{ I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} \quad 3$$

O elemento R_{kj} representa a parte real da matriz Z-bus que reflete a ligação entre a barra k e todas as outras barras do sistema.

A componente de perdas, (L_k), considera os "n" termos que representam o acoplamento entre as injeções de correntes de todas as "n" barras com a injeção de corrente na barra "k".

1.2 Métodos de alocação de Perdas utilizando procedimentos incrementais

Os procedimentos de alocação baseados no princípio de incrementos alocam as perdas para geradores e cargas a partir de coeficientes denominados como ITL e ITPOS (4),(5),(6). Os fatores ITL's são obtidos a partir de uma solução do fluxo de potência. O coeficiente ITL de uma dada barra provém da mudança das perdas totais produzidas através da variação incremental de injeção de potência em cada barra. Deve ser destacado que o uso de coeficientes ITL's pode alocar perdas negativas para geradores e cargas, e isto pode ser interpretado como subsídio.

A fim de evitar os valores de perdas negativas modifica-se os coeficientes ITL's obtendo-se os ITPOS com o objetivo de atribuir perdas para geradores e cargas e evitar recompensar barras por perdas elétricas.

1.3 Método de alocação de perdas utilizando divisão proporcional

A proposta do método de alocação de perdas baseado no princípio da divisão proporcional (PS) é desenvolvida através da topologia da rede que é em geral o objetivo do problema do transporte, ou seja como estão distribuídos os fluxos na rede como descrito por (7).

A figura 1 ilustra a idéia do princípio da divisão proporcional onde quatro linhas estão conectadas ao nó i, duas com fluxos entrando no nó i e duas com sentido dos fluxos saindo do nó i. O total do fluxo de potência que atravessa o nó i é $P_i = 40 + 60 = 100 \text{ MW}$ dos quais 40% provém do nó j e 60% provém do nó k.

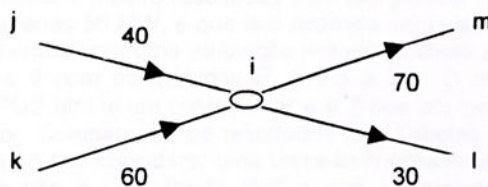


FIGURA 1 - Princípio da divisão proporcional.

Considerando 70 MW saindo do nó i para o nó m pode-se dizer através do princípio da divisão proporcional que $70 \cdot (60/100) = 42$ MW que vão para o nó m provém da linha k-i. Similarmente 30 MW que vão no sentido i-l consiste de $30 \cdot (60/100) = 18$ provém da linha k-i.

1.4 Métodos Pro-Rata

Primeiramente as perdas são divididas para geradores e cargas, 50% para cada, e então é feita uma alocação proporcional dentro de cada categoria. Assim uma barra com carga terá uma alocação de perdas correspondente a porcentagem de consumo de energia total (carga total conectada na rede). O mesmo princípio é aplicado às barras de geração. Um exemplo de aplicação é mostrado em (8). A divisão das perdas pode ser realizada baseada nas injeções de potências nas barras (P) ou nas injeções de correntes (I).

3.0 TESTES, RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção realiza-se uma análise sobre o desempenho de métodos de alocação de perdas considerando-se situações diferentes e obtendo-se os resultados com mais de um método. Todos os métodos testados alocam perdas igual a zero para barras que não possuem nem geradores e nem cargas. Os métodos P, I, PS e ITLPOS sempre alocam uma parte de perdas para barras com geradores e cargas, e isto significa que todos os geradores e todas as cargas devem "pagar" por perdas elétricas. O ITL e o Z-bus fazem alocação positiva e negativa de perdas, significando que geradores e cargas podem "pagar" (alocação positiva) ou "receber" (alocação negativa) por perdas elétricas.

O fato de acontecer alocação negativa, feita por alguns métodos, para uma determinada barra, significa que aquela barra deve receber incentivos monetários, e obviamente outras barras do sistema deverão contribuir a fim de pagar estes incentivos. Esta questão de "receber incentivos por perdas" é um tanto complexa e muitas vezes de difícil aceitação. Realizar uma classificação que separe barras bem posicionadas na rede das mal posicionadas pode ajudar a esclarecer algumas questões relativas ao incentivo. Em princípio geradores instalados em centros de carga são bem posicionados e geradores distantes dos centros consumidores são mal posicionados. Cargas próximas de grandes centros geradores são bem posicionadas e distantes são mal posicionadas. Um dos objetivos deste trabalho é verificar e analisar a questão de incentivos monetários para geradores e cargas bem posicionadas, elucidando algumas questões tendo em vista futura aplicação na rede de transmissão da CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista).

Para estas análises serão apresentados resultados usando-se um sistema teste de pequeno porte e um sistema de grande porte

- IEEE14 – com 14 barras, 20 linhas, 2 geradores e 13 cargas (1);

- IEEE118 – com 118 barras, 186 linhas, 17 geradores e 110 cargas (9).

O sistema IEEE14 é bastante útil para fins de verificar certas particularidades que indicam vantagens e desvantagens dos métodos. Para verificar o desempenho dos métodos frente a sistemas maiores utiliza-se o sistema IEEE118.

As Tabelas 1 a 5 mostram os resultados obtidos para o sistema IEEE-14 barras padrão (caso base) e modificado (adição de geradores nas barras 8 e 9). Nas Tabelas \$ é o custo das perdas alocado para cada barra e é obtido como: $\$ = L \cdot x50$ (unidades da moeda empregada). Este procedimento foi adotado aqui para facilitar a comparação com a referência (1). Através dos resultados mostrados na Tabelas 1 pode-se observar que todos os métodos de alocação de perdas atribuem o maior custo de perdas para a barra 1 que, possui o maior gerador do sistema. Da mesma forma a maior carga (barra 3) recebe o maior custo entre as cargas. Na Tabela 2 apresentam-se resultados com a inclusão de um gerador de 100 MW na barra 8. As cargas e os outros parâmetros do sistema se mantiveram os mesmos para o sistema padrão. O objetivo é verificar o caso em que geradores e cargas estão melhores distribuídos no sistema.

A principal mudança verificada na Tabela 2 é que o total de perdas no sistema diminuiu significativamente em relação ao caso base. Essa variação é devido à relativa boa posição do gerador 8 no sistema. O método Z-bus foi o método que apresentou a maior sensibilidade com relação a essa variação, atribuindo um valor negativo de alocação de perdas à barra 8 pelo benefício trazido ao sistema com a inserção do gerador. Este incentivo monetário leva a necessidade de verificação da localização da barra na rede. Como a mudança de geração da barra 1 para a 8 provocou uma brusca diminuição de perdas pode-se, então, considerar que a geração foi alterada para uma barra melhor posicionada na rede. Alguns métodos, como o P, I, ITLPOS e ITL aumentaram a atribuição de custo para a barra 8. Isto pode ser uma alocação discriminatória, pois a diminuição de perdas trouxe benefícios para todas as demais barras. Este é um caso particular, porém didático, que mostra como alguns métodos podem fazer alocações que não consideram o posicionamento de geradores na rede. Para este caso o método Z-bus apresenta uma solução com incentivos monetários para a barra 8 sem penalizar outras.

A Tabela 3 mostra resultados com um gerador menor, de apenas 50 MW, e que isto acarreta um custo maior de perdas com uma atribuição menor de custo para a barra 8 com os métodos P, I, PS e ITL. O método ITLPOS atribui um custo maior e o Z-bus um incentivo maior. Comparando os resultados das Tabelas 2 e 3 nota-se que considerar uma barra bem posicionada na rede não é uma tarefa fácil e que os métodos de alocação de perdas não possuem um comportamento linear com a diminuição das perdas totais nas linhas de transmissão. As Tabelas 4 e 5 mostram resultados com transferência de geração para as barras 8 e 9. Nota-se que o custo total de perdas diminui com o aumento da geração neste grupo de barras, indicando que elas tem

bom posicionamento em relação às cargas, porém a alocação de custos para as barras 8 e 9 não é feito de forma semelhante, por nenhum dos métodos. Deve-se destacar que este comportamento é devido, principalmente, ao fato da não linearidade das perdas elétricas. Isto leva a necessidade de observação da alocação das perdas por mais de um método, pois um único método pode apresentar desvios importantes para situações particulares, conforme já discutido em (1).

As análises e conclusões realizadas com o sistema IEEE14 são bastante didáticas e auxiliam muito a compreensão da complexidade da alocação de perdas para geradores e cargas, porém o comportamento deste sistema, de pequeno porte, difere muito do comportamento de sistemas reais de grande porte (como o sistema interligado Sul-Sudeste Brasileiro). Análises para variações dos parâmetros da rede com um sistema didático de 5 barras (10) pode ser encontrada em (11) e (12). Então, passa-se agora a utilizar o sistema IEEE118, que apresenta um desempenho que na maioria dos casos tem correspondência com os casos de sistemas reais, e este é um passo importante antes da aplicação em sistemas reais.

TABELA 1 - Alocação de perdas para o sistema IEEE-14 barras padrão. (custo total das perdas =677,73 (\$))

Barra nº	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL(POS) (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)				
1	322,87	274,66	323,84	310,97	338,86	381,97
2	25,40	32,29	15,02	40,30	0,00	7,98
3	130,73	116,20	144,14	146,62	43,82	139,49
4	66,33	58,35	63,30	59,69	30,12	42,47
5	10,55	9,43	7,92	7,88	20,71	3,56
6	15,54	51,16	11,68	11,55	20,46	23,88
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,14	32,65	0,15	0,12	28,33	1,16
9	40,94	41,07	39,10	36,35	29,38	25,78
10	12,49	12,99	14,42	11,48	31,34	8,73
11	4,86	4,69	5,21	4,19	27,84	2,54
12	8,47	7,46	7,98	7,59	29,94	4,93
13	18,73	17,50	19,16	17,77	33,14	12,78
14	20,68	19,25	25,79	23,18	43,78	22,45

TABELA 2- Alocação de perdas para o sistema IEEE-14 barras modificado com 100 MW na barra 8. (custo total das perdas =308,06 (\$))

Barra nº	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL(POS) (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)				
1	80,26	72,30	110,88	103,73	120,34	115,95
2	11,73	11,47	11,06	21,08	33,68	4,12
3	60,36	57,13	92,03	88,82	29,94	123,58
4	30,63	28,24	17,32	18,35	9,54	12,51
5	4,87	4,58	3,95	2,49	7,49	1,00
6	7,18	24,75	7,51	5,50	13,44	22,83
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	64,01	59,32	32,09	31,90	5,32	-9,17
9	18,90	20,00	0,11	7,01	4,20	3,03
10	5,77	6,33	1,26	3,13	8,24	2,93
11	2,24	2,29	2,11	1,58	12,03	1,28
12	3,91	3,66	5,63	4,21	20,73	4,64
13	8,65	8,57	16,47	9,51	21,24	10,83
14	9,55	9,4	7,64	10,74	21,84	14,52

TABELA 3 - Alocação de perdas para o sistema IEEE-14 barras modificado com 50 MW na barra 8. (custo total das perdas =448,08 (\$)).

Barra nº	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL(POS) (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)				
1	165,14	148,86	203,87	191,3	156,69	227,67
2	16,97	15,85	13,08	28,84	67,55	5,56
3	87,36	82,42	120,94	109,41	34,25	131,16
4	44,33	41,02	44,05	34,92	17,7	27,15
5	7,05	6,64	5,89	4,55	12,66	2,24
6	10,39	34,72	8,68	7,6	15,7	21,97
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	46,28	46,28	7,28	10,01	14,99	-24,11
9	27,36	28,93	3,83	19,22	14,67	14,13
10	8,35	9,16	1,96	6,55	17,59	5,75
11	3,25	3,32	6,07	2,59	18,08	1,91
12	5,66	5,29	6,27	5,38	23,53	4,81
13	12,52	12,39	15,3	12,48	25,15	11,84
14	13,82	13,59	11,25	15,63	29,93	18,38

TABELA 4 Alocação de perdas para o sistema IEEE-14 barras modificado com 50 MW na barra 8 e 50 MW na barra 9. (custo total das perdas =315,91 (\$)).

Barra nº	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL(POS) (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)				
1	93,9	83,24	112,09	103,96	114,65	116,45
2	13,7	13,75	11,18	21,39	30,48	4,21
3	70,53	65,74	93,71	90,35	30,4	123,87
4	35,79	32,4	19,23	19,23	9,8	12,69
5	5,69	5,25	3,95	2,59	7,5	0,94
6	8,39	27,4	7,75	6,18	15,33	22,6
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	37,36	35,67	21,84	16,42	5,05	-3,38
9	15,35	17,78	12,85	25,58	15,75	4,07
10	6,74	7,23	1,37	3,04	7,4	2,27
11	2,62	2,63	1,96	1,66	12,45	1,3
12	4,57	4,21	5,71	4,57	22,66	5,16
13	10,11	9,84	15,99	10,14	22,72	11,65
14	11,16	10,75	8,28	10,79	21,72	14,07

TABELA 5 Alocação de perdas para o sistema IEEE-14 barras modificado com 50 MW na barra 8 e 70 MW na barra 9. (custo total das perdas=289,06 (\$))

Barra nº	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL(POS) (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)				
1	71,95	63,74	76,71	76,77	110,38	83,16
2	12,55	13,98	18,63	19,49	11,93	3,82
3	64,63	60,32	81,28	87,67	29,11	121,11
4	32,79	29,63	11,16	15,34	7,99	7,08
5	5,21	4,80	3,08	2,17	6,79	0,43
6	7,68	25,50	8,25	6,18	16,00	23,62
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	34,23	32,42	17,33	19,15	2,66	4,80
9	27,79	26,96	31,88	34,70	23,73	13,94
10	6,17	6,61	1,60	2,07	4,84	0,89
11	2,40	2,41	2,18	1,46	11,33	1,06
12	4,18	3,86	6,42	4,57	22,80	5,28
13	9,26	9,02	16,84	9,91	22,30	11,53
14	10,22	9,84	9,28	9,62	19,24	12,37

As Tabelas de 6 a 10 mostram resultados para o sistema IEEE118. Os resultados mostrados estão focados em duas regiões do sistema IEEE-118 barras, em torno da barra 12 e em torno da 67. A Tabela 6 mostra o custo de alocação para o caso base (rede original). Nota-se nesta Tabela que o método Z-bus atribui para a barra 12 incentivos monetários, ao invés de taxá-la alocando perdas. Isto como analisado anteriormente pode indicar que o gerador da barra 12 está localizado em um centro de consumo e para confirmar isto deve-se alterar a geração na barra 12 e verificar o que acontece com a soma de perdas em todas as ligações.

Assim, apresentam-se na Tabela 7 os resultados com aumento da geração na barra 12, e na Tabela 12 com diminuição desta geração. Então observa-se que aumento de geração em 12 contribui para diminuição das perdas no sistema, e diminuição da geração em 12 contribui para aumento de perdas. Este aumento e diminuição de perdas traz benefícios para o sistema como um todo que poupa energia primária e também diminui custos alocados para as maioria das barras, então é razoável apresentar incentivos monetários para o gerador da barra 12, porém algumas barras tem seu custo aumentado, e isto não é razoável. No caso didático com o IEEE14 este fato não apareceu. Agora a realocação de geração produziu uma redução no total de perdas porém nem todas as barras receberam benefícios. Isto pode receber uma interpretação de alocação discriminatória, em que uma barra recebe incentivo monetários e outras são taxadas para "pagar" este incentivo.

Testes semelhantes aos realizados para indicar bom posicionamento de geradores podem ser feitos para determinar bom ou mal posicionamento de cargas. A Tabela 13 e 14 mostram resultados dos custos alocados para as barras com geradores com aumento e diminuição da carga em 67. Pode-se verificar que a barra 67 está bem posicionada no sistema, próxima ao centro de geração, e que aumento de carga na barra 67 provocam pequeno aumento de perdas no sistema (proporcionalmente muito baixo) e isto está refletido na alocação realizada pelo método Z-bus.

TABELA 6- Custo de perdas para barras com geradores do sistema IEEE118 padrão (custo total de perdas = 6637,88 (\$))

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
nº	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
4	34.83	43.61	22.59	31.80	33.08	9.81
10	401.88	158.27	409.91	221.31	190.52	205.51
12	33.94	83.15	8.56	22.79	83.56	-5.07
25	196.47	197.12	284.39	136.67	212.29	184.58
26	280.42	113.58	289.94	168.21	197.90	189.32
46	8.04	15.99	11.30	23.80	111.88	2.63
49	104.49	129.96	111.43	90.17	168.92	21.27
54	58.05	68.08	77.19	127.19	56.34	104.96
59	108.95	118.51	38.54	200.74	158.42	28.75
61	142.89	152.15	61.32	72.75	184.28	71.38
65	349.19	145.83	238.04	253.95	217.04	332.29
66	315.25	308.91	433.92	279.57	245.18	320.88
67	25.01	25.97	8.82	7.93	22.78	-14.62
69	458.82	481.20	471.39	453.65	256.30	636.59
80	309.89	314.11	166.91	371.08	256.65	384.54
89	542.09	554.10	584.77	1184.67	436.00	2030.98
100	192.01	206.17	222.95	181.74	246.15	188.90
103	15.18	56.14	14.66	22.07	177.38	-0.93
111	32.15	33.74	19.43	-10.15	60.43	-35.65

TABELA 7- Custo de perdas para barras com geradores do sistema IEEE118 modificado (gerador de 95 MW na barra 12 (custo total de perdas=6590,14 (\$))

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
nº	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
4	34.58	43.16	22.56	29.42	31.83	7.31
10	399.04	157.33	407.59	245.92	200.11	246.64
12	42.56	84.69	10.80	21.80	85.39	-16.59
25	195.08	195.93	282.38	143.56	218.97	194.20
26	278.44	112.90	289.90	178.46	203.99	204.45
46	7.98	16.07	11.10	23.72	103.64	2.75
49	103.75	128.75	110.40	88.53	164.09	17.48
54	57.64	67.67	78.99	127.38	43.97	107.14
59	108.18	117.81	38.52	200.85	152.50	33.24
61	141.88	151.24	61.26	70.71	181.51	64.77
65	346.72	144.88	232.23	249.27	216.29	317.54
66	313.02	307.07	431.26	275.23	244.97	307.54
67	24.83	25.81	8.82	8.13	22.76	-13.58
69	445.86	448.83	458.88	432.62	255.93	593.22
80	307.70	312.20	167.25	363.85	256.03	366.86
89	538.26	550.80	584.79	1170.20	445.75	1994.07
100	190.65	204.94	222.98	176.63	244.23	176.67
103	15.07	55.80	14.66	21.56	170.97	-1.28
111	31.92	33.54	19.43	-11.03	48.42	-37.95

TABELA 8 - Custo de perdas para barras com geradores do sistema IEEE118 modificado (gerador de 75 MW na barra 12 (custo total de perdas=6688,83 (\$))

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
nº	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
4	35.09	44.07	22.61	34.20	34.33	12.24
10	404.91	159.26	412.76	196.56	182.11	184.18
12	25.19	82.75	6.38	25.13	82.12	9.20
25	197.96	198.38	286.50	129.73	206.52	174.96
26	282.54	114.29	290.22	157.88	192.65	174.14
46	8.10	15.92	11.51	23.88	119.38	2.49
49	105.28	131.22	112.48	91.84	173.44	25.12
54	58.49	68.51	77.40	127.05	67.47	102.78
59	109.78	119.25	38.57	200.73	163.91	24.22
61	143.97	153.10	61.38	74.79	187.00	78.01
65	351.82	146.84	244.09	258.61	217.97	347.15
66	317.63	310.84	436.85	283.92	245.67	334.27
67	25.19	26.13	8.82	7.74	22.81	-15.67
69	472.20	473.88	484.55	475.24	256.98	681.43
80	312.23	316.12	168.31	378.37	257.52	402.37
89	546.18	557.57	584.75	1199.13	427.80	2068.02
100	193.46	207.47	222.93	186.88	248.17	201.28
103	15.30	58.49	14.66	22.60	183.33	-0.54
111	32.39	33.96	19.43	-9.25	71.32	-33.34

TABELA 9 - Custo de perdas para barras com geradores do sistema IEEE118 modificado (aumento da carga da barra 67 para 38 MW (custo total de perdas=6653,78 (\$))

Barra	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P)	(I)				
nº	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
4	34.82	43.59	22.59	31.85	33.17	9.84
10	401.74	158.22	409.95	220.83	190.89	204.69
12	33.92	83.13	8.56	22.74	83.75	-5.03
25	196.40	197.06	284.80	136.55	212.86	184.65
26	280.32	113.54	290.22	168.00	198.43	189.31
46	8.03	15.96	11.53	23.83	111.83	2.67
49	104.45	130.04	111.49	89.67	168.83	20.57
54	58.03	68.05	77.38	127.58	55.85	105.53
59	108.92	118.48	38.48	201.49	158.12	29.85
61	142.84	152.18	60.24	71.73	183.81	69.62
65	349.06	145.83	244.56	253.06	217.33	331.08
66	315.14	308.79	427.02	277.78	245.18	317.96
67	33.92	34.80	13.05	12.22	23.57	-16.82
69	467.87	470.13	481.29	466.61	258.31	657.66
80	309.78	314.07	165.69	371.48	257.60	385.90
89	541.90	553.92	584.73	1185.60	437.42	2033.73
100	191.94	206.11	222.92	182.10	247.15	189.97
103	15.18	56.12	14.66	22.11	178.24	-0.79
111	32.14	33.73	19.43	-10.07	61.13	-35.47

TABELA 10- Custo de perdas para barras com geradores do sistema IEEE118 modificado (diminuição da carga da barra 67 para 18 MW (custo total de perdas=6623,88 (\$)).

Barra nº	PRO-RATA		PS	ITL	ITL(POS)	Z-bus
	(P) (\$)	(I) (\$)				
4	34,85	43,63	22,59	31,75	33,00	9,77
10	402,13	158,36	409,87	222,07	190,21	206,31
12	33,96	83,20	8,55	22,85	83,40	-5,10
25	196,59	197,23	283,98	136,84	211,77	184,51
26	280,59	113,64	289,67	168,46	197,43	189,32
46	8,04	16,03	11,09	23,77	111,95	2,59
49	104,55	129,91	111,37	90,71	169,05	21,97
54	58,08	68,13	77,03	126,84	56,84	104,40
59	109,02	118,58	38,61	200,03	158,76	27,55
61	142,98	152,15	62,43	73,80	184,80	73,14
65	349,40	145,87	231,39	254,90	216,80	333,50
66	315,45	309,10	441,62	281,43	245,25	323,80
67	16,09	17,36	5,18	4,41	21,99	-10,99
69	449,91	452,39	461,67	440,96	254,38	615,90
80	310,08	314,23	168,12	370,77	255,77	383,19
89	542,42	554,41	584,82	1183,84	434,70	2028,24
100	192,13	206,29	222,99	181,42	245,21	187,84
103	15,19	56,17	14,66	22,05	176,56	-1,07
111	32,17	33,76	19,43	-10,22	59,76	-35,83

4.0 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou as principais técnicas para alocação de perdas utilizadas atualmente em redes de transmissão.

O método que utiliza a matriz Z-bus apresenta uma formulação simples e não utiliza aproximações. A topologia da rede é levada em conta na alocação das perdas e os incentivos financeiros que as barras recebem por estar "bem posicionadas" no sistema é justificado com a diminuição das perdas totais ou um aumento relativamente pequeno quando geradores ou cargas aumentam sua potência gerada ou consumida, como mostram os resultados obtidos com os sistemas testados. Porém o método apresentou uma característica um pouco volátil quando submetido a algumas variações das redes, punindo ou compensando barras de forma significativa quando ocorrem pequenas variações em alguns pontos da rede.

Deve-se notar que a análise da alocação de perdas por mais de um procedimento é mais interessante do que utilizar um único método. Este é o caminho apontado por este artigo.

5.0 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a CTEEP e a UNESP-Ilha Solteira pelo apoio ao desenvolvimento deste projeto. Delberis A. Lima agradece o apoio da FAPESP, processo número: 00/11904-8.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Conejo, A. J., Galiana, F.D. and Kockar, I. Z-Bus Loss Allocation. IEEE Trans. on Power Systems, vol.16, no. 1, February 2001 pp. 105-110
- (2) Expósito, A.G., Santos, J.M.R., Garcia, T.G. and Velas cos E.A.R. Fair allocation of transmission

power losses. IEEE Trans. on Power Systems, Vol.15, No. 1, February 2000 pp. 184-188;

- (3) Leite da Silva, A M., Costa, J.G.C, Mello, J.C.O, Abreu, J.C., ROMERO,S.P., TREISTMAN,R. Determinação Dos Fatores de Perdas Aplicados na Medição do mercado Atacadista de Energia Elétrica. XVI SNPTTE, Outubro de 2001, artigo GAT-018.
- (4) Elgerd,O.I . Electric Energy Systems Theory: An Introduction. New York: McGraw-Hill, 1982
- (5) Galiana, F.D., Conejo, A.J. and Kockar, I. Incremental Transmission Loss Allocation Under Pool Dispatch, IEEE Transactions on Power Systems, vol 17, n. 1, February 2002, pp:26-33
- (6) Schweppe, F., Caramanis M., Tabors R.and Bohn R. Spot Pricing of Electricity, Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988.
- (7) Bialek. J.Tracing the flow of electricity. IEE Proc-Gener. Transm. Distrib, Vol. 143, no. 4, February 1996, pp. 313-320
- (8) Gonzalez, J.J. and Basagoiti, P. Spanish power exchange market and information system. Design concepts, and operating experience, in Proceeding of IEEE Power Industry Computer Applications Conference, Santa Clara, USA, 1999, pp. 245-252.
- (9) The Standard IEEE 118 test data. <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/sensitivity/sensreadme.txt>. Disponível em Janeiro de 2003.
- (10) Glover, J.D and Sarma, M.. Power System Analysis and Design. Boston, MA:PWS, 1987 pp. 253-255
- (11) Expósito, A.G. and Santos, J.R. Discussion of "Z-bus Loss Allocation". IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 17, no. 2, may 2002, pp. 525
- (12) Galiana,, F.D. Conejo, A.J. and Kockar, I. Closedure to Discussion of "Z-bus Loss Allocation". IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 17, no. 2, may 2002, pp. 526-527

7.0 DADOS BIOGRÁFICOS

Antonio Padilha Feltrin: Engenheiro Eletricista pela EFEI em 1980. Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela UNICAMP em 1985 e 1991, respectivamente. Realizou Pós Doutorado na University of Wisconsin- Madison, USA de 1995 a 1997. Atualmente atua como Professor Adjunto na Universidade Estadual Paulista – Campus de Ilha Solteira.

Delberis Araújo Lima: Nascido em Ilha Solteira em 1976, graduou-se em Engenharia Elétrica na Universidade Estadual Paulista – Campus de Ilha solteira em 2000, e atualmente realiza Mestrado em Engenharia Elétrica na mesma Universidade.

Waldecy de Macedo: graduou-se em Engenharia Elétrica na UMC -Universidade de Mogi das Cruzes em 1994. Concluiu Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica na UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá em 2001. Atualmente atua como Engenheiro de Planejamento I na CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) no Departamento de Planejamento da Expansão.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"

Câmpus de Ilha Solteira
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Av. Brasil Centro, 56
15385-000 Ilha Solteira - SP
www.dee.feis.unesp.br

