
COMPARAÇÃO DE PROPOSTAS PARA ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE PERDAS NA TRANSMISSÃO

Delberis Araujo Lima

UNESP – Campus de Ilha Solteira
Av. Barsil 56, Ilha Solteira - SP
Fone: (18) 3743 1150
delberis@aluno.feis.unesp.br

Antonio Padilha-Feltrin

UNESP – Campus de Ilha Solteira
Av. Barsil 56, Ilha Solteira - SP
Fone: (18) 3743 1169
padilha@dee.feis.unesp.br

ABSTRACT

An analysis of the principal methods of transmission loss allocation acting for generators and loads is presented. Two methods based on the pro-rata technique, three 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 a large systems (IEEE 118). 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. Conclusions and recommendations are stated.

KEYWORDS: Loss Allocation, Electricity Market, Transmission Losses.

RESUMO

Uma análise de desempenho dos principais métodos de alocação de perdas para geradores e cargas é realizada. São discutidos dois métodos baseados na técnica pro-rata, três 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). 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. Conclusões e recomendações são apresentadas.

PALAVRAS-CHAVE: Alocação de Perdas, Mercado de Energia Perdas na Transmissão.

1 INTRODUÇÃO

Atualmente as empresas de transmissão de energia elétrica estão passando por significativas mudanças em seu novo ambiente econômico. Vários 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 realizar 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 destes 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

Artigo Submetido em 11/02/03

1a. Revisão em 19/04/04;

2a. Revisão em 14/09/04

Aceito sob recomendação do Ed. Assoc. Prof. Glauco Taranto

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. Para atingir este equilíbrio algumas características são importantes (Conejo *et alii*, 2001), como por exemplo: 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 maior porte. Os resultados apresentados e discutidos no artigo consideram a localização e a magnitude de geradores e cargas, e a possibilidade de se ter agentes bem ou mal localizados em cada configuração da rede. Também são feitos testes para verificar a sensibilidade dos métodos com alterações na rede elétrica. Com isto pretende-se fornecer uma contribuição no sentido de apresentar problemas e soluções para uma boa avaliação e aplicação de métodos de alocação de perdas. Os métodos discutidos são:

- Z-bus - método baseado na teoria de circuitos, utilizando a matriz Z-bus;
- PS - método de participação proporcional;
- ITL - método incremental de alocação;
- ITLPOS - método incremental de alocação sem alocação negativa (ITLPOS);
- AIL - alocação incremental de perdas. Este método é baseado nos fatores incrementais de perdas, com uma eficiente consideração da barra de referência;
- P - método usando a técnica Pro-Rata, com base na potência ativa; e
- I - método usando a técnica Pro-Rata, com base na corrente.

Uma revisão dos principais métodos para alocação de perdas pode ser encontrada em Fernandes *et alii* (2002), e uma análise comparativa é realizada em Conejo *et alii*

(2002). Métodos desenvolvidos para levar em conta somente contratos bilaterais, como o apresentado em Expósito *et alii* (2000) 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 (Leite da Silva *et alii*, 2001).

2 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 métodos de alocação de perdas que serão discutidos.

2.1 Método Baseado na Teoria de Circuitos

O método empregado aqui é o Z-bus (Conejo *et alii*, 2001) que apresenta uma característica diferente e interessante que é o fato de explorar as equações de circuitos elétricos sem nenhuma simplificação. 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:

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^n L_k \quad (1)$$

O componente de perdas (L_k) é a fração de perdas do sistema atribuídas à barra “k”. A obtenção do termo (L_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:

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

Em que \Re indica que se trata da parte real do vetor obtido do somatório. A referência Conejo *et alii* (2001) mostra que a componente de perdas associadas com a barra “k” pode ser expressa 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.

O 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”.

2.2 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 fatores denominados como ITL e ITLPOS (Elgerd 1982; Galiana *et alii.*, 2002; Schweppe *et alii.*, 1988). Os fatores ITL’s são obtidos a partir de uma solução do fluxo de potência. O fator 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 fatores ITL’s pode alocar perdas negativas para geradores e cargas, e isto pode ser interpretado como subsídio.

Quando não se deseja realizar alocação de valores negativos, como os realizados com os fatores ITL’s, pode-se modificar os fatores ITL’s obtendo-se os ITLPOS (Conejo *et alii.*, 2002).

Recentemente, uma força tarefa coordenada pelo MAE (Mercado Atacadista de Energia), atualmente CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), elaborou uma metodologia para aplicação no sistema brasileiro. Este método é baseado nos fatores ITL, com uma forma eficiente para tratar a barra de referência (Leite da Silva *et alii.*, 2001; Leite da Silva *et alii.*, 2003), e nete trabalho é denominado de Alocação Incremental de Perdas (AIL).

2.3 Método de Alocação de Perdas Utilizando Divisão Proporcional

A proposta do método de alocação de perdas baseado no princípio da divisão proporcional (chamado de PS) é desenvolvida considerando a topologia da rede, que é em geral o objetivo do problema do transporte, em que a alocação de perdas é feita baseada na distribuição dos fluxos na rede como descrito em Bialek (1996).

A Fig.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 $P_i=100\text{MW}$ ($40+60$) dos quais 40% provém do nó j e 60% provém do nó k.

Considerando 70 MW fluindo do nó i para o nó m pode-se obter, através do princípio da divisão proporcional, a potência de 42 MW ($70*60/100$) como sendo o valor que fluiu pela linha k-i. Similarmente o fluxo de 30MW entre i-l tem a potência de 18 MW ($30*60/100$) que circulou na linha k-i.

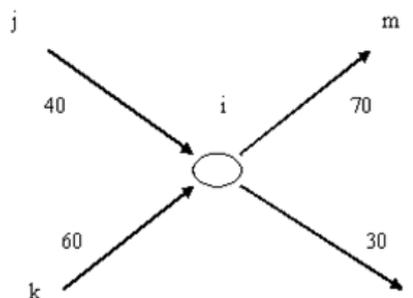


Figura 1. Princípio da divisão proporcional.

2.4 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 Gonzalez and Bassagoiti (1999). A divisão das perdas pode ser realizada baseada nas injeções de potência ativa nas barras (denominado como P) ou nas injeções de corrente (chamado de I).

3 TESTES, RESULTADOS E DISCUSSÕES

Uma análise sobre o desempenho de métodos de alocação de perdas considerando-se diferentes situações e obtendo-se os resultados com mais de um método é realizada. 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, AIL e 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.

Quando acontece alocação negativa para uma determinada barra, significa que esta 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, 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 de 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 posicionadas, e verificar alocação discriminatória, respondendo algumas perguntas: (a) quais métodos produzem resultados discriminatórios?; (b) quais métodos levam barras bem posicionadas a pagar menos ou mesmo receber?; (c) pode-se utilizar o conceito de barras bem posicionadas para incentivar a instalação de geradores nestas barras em projetos de expansão?; (d) as barras que receberam acréscimo de geração em uma primeira expansão continuam bem posicionadas em uma segunda expansão?; (e) a instalação de outros agentes (geradores ou cargas) alteram o bom posicionamento anterior?; e (f) pequenas alterações na rede (tap de transformadores, capacitores, etc.) provocam alterações bruscas na alocação de perdas?

As respostas para estas questões e outras análises serão apresentadas usando-se os métodos discutidos anteriormente aplicados em três sistemas de energia elétrica:

- IEEE14 – com 14 barras, 20 linhas, 2 geradores e 13 cargas (Conejo et al., 2001), mostrado no Apêndice A;
- REDE5 – com 5 barras, 2 transformadores, 3 linhas, 2 geradores e 1 cargas (Glover and Sarma, 1987), mostrado no Apêndice B;
- IEEE118 – com 118 barras, 186 linhas, 17 geradores e 110 cargas (The Standard IEEE 118 test data (2003)), mostrado no Apêndice C.

As tabelas 1, 2 e 3 mostram os resultados obtidos para o sistema IEEE-14 barras padrão (caso base) e modificado acrescentando um gerador de 50 MW e de 100 MW na barra 8, respectivamente. Nas tabelas \$ é o custo das perdas alocado para cada barra, e é obtido como: $\$ = L \times 50$ (unidades da moeda empregada). Este procedimento foi adotado aqui para facilitar a comparação com a referência Conejo *et alii* (2001). Muitas vezes a alocação das perdas é apresentada após atribuição de uma porcentagem das perdas para geradores e cargas, por exemplo, 50% para cargas e

50% para geradores, como em Leite da Silva *et alii* (2001). Neste trabalho não é adotado este procedimento, porém destaca-se que não se tem dificuldades em aplicá-lo com os métodos discutidos aqui.

Através dos resultados obtidos na tabela 1, pode-se observar 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 a barra 3 (possuidora da maior carga) recebe o maior valor de alocação de perdas entre as cargas.

A tabela 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 do caso base. O objetivo é 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 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 apenas 448,5 (\$). Essa variação é devido a posição do gerador na barra 8 no sistema. O método Z-bus e o método AIL foram os métodos que apresentaram 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 e o AIL 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 2) para todas as barras. Isto mostra um procedimento não discriminatório, pois as perdas foram reduzidas e todas as barras obtiveram ganhos.

Tabela 1. Custos alocados das perdas no sistema IEEE 14 para o caso base

Barra n°	PRO-RATA						
	(P)	(I)	PS	ITL	ITL(POS)	AIL	Z-bus
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
1	322	274	324	309	339	335	382
2	25	32	15	42	0	2	8
3	130	116	144	147	44	164	139
4	66	58	63	60	30	57	42
5	10	9	8	8	21	6	4
6	16	51	12	12	20	9	24
7	0	0	0	0	0	0	0
8	0	33	0	0	28	0	1
9	41	41	39	36	29	36	28
10	12	13	14	12	31	12	9
11	5	5	5	4	28	4	3
12	8	7	8	8	30	7	5
13	19	18	19	18	33	18	13
14	21	19	26	23	44	27	22

Tabela 3. Custos alocados das perdas no sistema IEEE 14 para o caso modificado (com 100 MW na barra 8).

Barra n°	PRO-RATA						
	(P)	(I)	PS	ITL	ITL(POS)	AIL	Z-bus
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
1	80	72	111	102	120	144	116
2	12	11	11	22	34	6	4
3	60	57	92	89	30	117	124
4	31	28	17	18	10	9	13
5	5	5	4	3	7	1	1
6	7	25	8	6	13	4	23
7	0	0	0	0	0	0	0
8	64	59	32	33	5	-4	-9
9	19	20	0	7	4	-1	3
10	6	6	1	3	8	2	3
11	2	2	2	2	12	1	1
12	4	4	6	4	21	5	5
13	9	9	16	10	21	11	11
14	10	9	8	11	22	13	15

Tabela 2. Custos alocados das perdas no sistema IEEE 14 para o caso modificado (com 50 MW na barra 8).

Barra n°	PRO-RATA						
	(P)	(I)	PS	ITL	ITL(POS)	AIL	Z-bus
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
1	165	149	204	190	157	240	228
2	17	16	13	29	68	5	6
3	87	82	121	110	34	132	131
4	44	41	44	35	18	30	27
5	7	7	6	5	13	3	2
6	10	35	9	8	16	5	22
7	0	0	0	0	0	0	0
8	46	46	7	10	15	-28	-24
9	27	29	4	19	15	16	14
10	8	9	2	7	18	6	6
11	3	3	6	3	18	2	2
12	6	5	6	5	24	6	5
13	13	12	15	13	25	13	12
14	14	14	11	16	30	19	18

Este incentivo monetário para a barra 8 (tabelas 2 e 3), atribuído pelo Z-bus e AIL, não é verificado pelos outros métodos. Os métodos P, I, PS e ITL aumentaram a atribuição de custo de perdas para a barra 8, e o ITLPOS alocou custo menor para a barra 8. De uma maneira geral a alocação para cada uma das barras diminuiu. A alocação de custo realizada com os métodos P, I, PS, AIL e ITL pode ser considerada discriminatória, pois a diminuição de perdas trouxe benefícios para todas as demais barras, exceto para a barra 8 (questão (a)). 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 (b) e (c)).

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). Para a alocação mostrada na tabela 3, o custo total de perdas diminuiu ainda mais e atingiu o valor de 308,0 (\$). Então, comparando com a tabela 2, observa-se que apenas o método ITLPOS registrou uma diminuição da alocação para a barra 8. O Z-bus e o AIL continuam 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 métodos Z-bus e AIL podem produzir resultados discriminatórios também, pois deve levar em conta o posicionamento e a potência gerada, 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 2, um gerador bem posicionado na barra 8, porém a instalação de um novo gerador na barra 8 (resultados da tabela 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 (d)). Estes resultados podem, a primeira vista, ser considerados discriminatórios, pois segundo Conejo *et alii* (2001) os métodos devem refletir as variações provocadas pelos agentes do sistema. Porém este comportamento é gerado pela alteração dos fluxos na rede que leva ao resultado obtido, e portanto esta alteração de fluxos deve também ser considerada na análise de comportamento discriminatório.

A fim de verificar melhor o desempenho dos métodos Z-bus e AIL com a variação da geração na barra 8, foram realizados alguns testes e os resultados são mostrados na Fig.2.

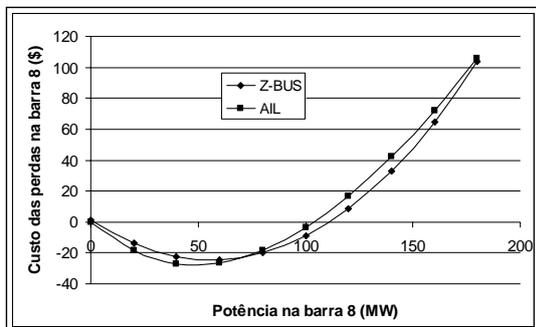


Figura 2. Custo das perdas alocados à barra 8 pelos métodos Z-bus e AIL em função da variação de potência ativa.

Outros casos didáticos são simulados com o sistema REDE5, para analisar a questão relativa às alterações na rede (questão (f)). A seguir mostram-se algumas análises já realizadas em Expósito and Santos (2002), e Conejo *et alii* (2002a), e acrescentam-se resultados com outros métodos a fim de enfatizar aspectos positivos e negativos do método Z-bus. Os testes realizados são ilustrados na tabela 4.

Tabela 4 – Casos estudados para REDE5.

Casos	Alterações na Rede	Custo Total
A1	T1=T2=1,0 (caso base)	1742,00
A2	T1=1,1 e T2=1,0	2424,15
A3	T1=T2=0,9	1147,09
A4	T1=T2=0,9 e Capacitor de 100 Mvar na barra 1	1147,09

Tabela 5 – Alocação dos custos de perdas para o caso A1

Barra n°	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL (POS) (\$)	AIL (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)					
1	420	745	390	359	871	369	338
2	825	80	871	870	859,60	946	919
3	469	917	481	512	11,40	426	484

Tabela 6 – Alocação dos custos de perdas para o caso A2.

Barra n°	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL (POS) (\$)	AIL (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)					
1	600	859	502	519	1212	531	380
2	1174	105	1210	1208	1133	1341	1217
3	646	1456	709	696	78	578	824

Tabela 7 – Alocação dos custos de perdas para o caso A3.

Barra n°	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL (POS) (\$)	AIL (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)					
1	270	501	253	236	573	236	226
2	565	472	573	573	569	625	602
3	311	598	320	338	4,40	286	318

Tabela 8 – Alocação dos custos de perdas para o caso A4.

Barra n°	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL (POS) (\$)	AIL (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)					
1	271	501	253	236	573	236	172
2	565	472	574	573	569	625	715
3	311	598	321	338	4,40	286	260

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 os métodos de alocação de perdas apresentados anteriormente. Os resultados apresentados estão focados em duas regiões do sistema IEEE-118 barras, em torno da barra 12 e em torno da 67. A tabela 9 descreve os casos com seus respectivos custos que serão apresentados em detalhes nas tabelas de 10 à 14.

Tabela 9 – Casos estudados para Sistema IEEE118.

Casos	Alterações na Rede	Custo Total
B1	Caso base	6637,88
B2	Gerador da barra 12 (de 85 MW para 95 MW)	6590,14
B3	Gerador da barra 12 (de 85 MW para 75 MW)	6688,83
B4	Carga da barra 67 (de 28 MW para 38 MW)	6653,78
B5	Carga da barra 67 (de 28 MW para 18 MW)	6623,88

A tabela 10 mostra o custo de alocação para a rede original (caso base). Nota-se nesta tabela 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 11 os resultados com aumento da geração na barra 12, e na tabela 12 com diminuição desta geração. Então se observa 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 a maioria das barras, portanto 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. 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 monetário 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 12 mostra resultados dos custos alocados para as barras próximas à barra 67 e nas tabelas 13 e 14 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 provoca pequeno aumento de perdas no sistema (proporcionalmente muito baixo) e isto está refletido na alocação realizada pelo método Z-bus.

Tabela 10. Custos alocados para barras com geração e barra 67 do sistema IEEE-118 para o caso B1.

Barra n°	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL (POS) (\$)	AIL (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)					
10	402	358	410	225	192	1319	210
12	36	75	9	21	83	109	-8
25	196	178	284	138	213	389	185
26	280	257	290	170	199	235	191
49	104	117	11	91	169	-78	21
61	143	140	61	72	184	-32	71
65	349	336	238	253	217	-214	335
66	315	280	433	281	248	316	313
67	25	24	9	9	25	32	-14
69	457	417	469	451	257	2528	627
80	310	282	168	376	260	-437	381
87	4	10	1	5	314	-4	1
89	542	501	585	1184	438	0	2026
100	192	186	223	183	249	-303	187
103	15	51	15	22	178	-34	-1
111	32	31	19	-10	59	-94	-36

Tabela 11. Custos alocados para barras com geração e barra 67 do sistema IEEE-118 para o caso b2.

Barra n°	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL (POS) (\$)	AIL (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)					
10	399	356	408	244	200	1320	243
12	43	76	11	21	85	132	-17
25	195	177	282	143	219	389	193
26	279	255	290	178	204	235	203
49	104	117	110	90	165	-78	18
61	142	139	61	71	182	-32	65
65	347	334	234	249	216	-212	323
66	313	279	431	277	248	316	303
67	25	23	9	9	25	32	-14
69	446	408	459	434	256	2469	592
80	308	281	168	370	259	-434	366
87	4	10	1	5	316	-3	0
89	539	498	585	1172	446	4	1997
100	191	185	223	179	247	-302	177
103	15	51	15	22	173	-34	-2
111	32	30	19	-11	49	-94	-38

Tabela 12. Custos alocados para barras com geração e barra 67 do sistema IEEE-118 para o caso b3.

Barra n°	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL (POS) (\$)	AIL (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)					
10	405	360	414	195	182	1318	160
12	25	74	6	24	81	74	9
25	198	180	287	129	206	389	174
26	283	259	291	157	192	235	173
49	105	119	113	93	175	-79	25
61	144	141	62	75	187	-33	79
65	352	339	245	258	218	-216	352
66	318	282	437	286	248	315	330
67	25	24	9	9	25	32	-16
69	473	431	485	476	257	2621	680
80	313	285	167	386	261	-441	402
87	4	10	1	5	311	-4	1
89	547	504	585	1201	428	-6	2071
100	194	188	223	189	251	-306	202
103	15	51	15	23	185	-34	-1
111	32	31	19	-9	72	-95	-33

Tabela 14. Custos alocados para barras com geração e barra 67 do sistema IEEE-118 para o caso b5.

Barra n°	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL (POS) (\$)	AIL (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)					
10	36	75	9	22	83	109	-8
12	197	178	284	138	213	392	185
25	281	257	290	170	198	235	191
26	105	117	111	92	169	-77	21
49	143	140	63	74	185	-32	72
61	349	336	232	254	217	-211	336
65	315	280	441	283	248	316	316
66	16	16	5	5	24	20	-11
67	448	409	459	438	255	2484	606
69	310	282	169	376	259	-433	379
80	4	10	1	5	312	-3	1
87	542	501	585	1183	437	17	2024
89	192	186	223	183	248	-301	186
100	15	51	15	22	177	-34	-1
103	32	31	19	-10	58	-94	-36
111	36	75	9	22	83	109	-8

Tabela 13. Custos alocados para barras com geração do e barra 67 sistema IEEE-118 para o caso b4.

Barra n°	PRO-RATA		PS (\$)	ITL (\$)	ITL (POS) (\$)	AIL (\$)	Z-bus (\$)
	(P) (\$)	(I) (\$)					
10	402	357	410	224	192	1314	209
12	36	75	9	21	83	108	-8
25	196	178	284	138	214	386	186
26	280	257	291	169	199	235	191
49	104	117	111	90	169	-79	20
61	143	140	60	71	183	-32	69
65	349	336	245	252	217	-216	333
66	315	280	427	279	248	315	311
67	34	31	13	13	25	44	-17
69	466	425	479	464	259	2574	648
80	310	282	166	377	261	-441	382
87	4	10	1	5	315	-4	1
89	542	501	585	1185	439	-17	2029
100	192	186	223	183	250	-305	188
103	15	51	15	22	179	-34	-1
111	32	31	19	-10	60	-94	-36

4 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou as principais técnicas para alocação de perdas utilizadas atualmente em redes de transmissão, e realizou uma análise crítica. Todos os métodos não apresentam problemas para entendimento e implementação. Os métodos pro-rata P e I não dependem da rede e isto pode representar uma desvantagem. O métodos ITL, AIL e Z-bus apresentam alocação positiva ou negativa, sendo que o método Z-bus apresenta alocação negativa com maior frequência. O fato de apresentarem alocação negativa é uma vantagem. A alocação negativa, realizada pelos métodos AIL, ITL e Z-bus, informa quais barras (cargas e geradores) são bem posicionados na rede, e isto pode servir de indicativo para acréscimo de geração ou de carga, em determinadas regiões. Obviamente esta indicação de bons locais para novos geradores (ou cargas) deve ser tomada com avaliação de alocação de perdas para uma curva de carga diária (24 horas).

Um problema importante apresentado pela maioria dos métodos é realizar alocação de forma discriminatória. Os métodos que fazem alocação negativa, muitas vezes, são os que mais apresentam a alocação discriminatória, pois as barras que recebem alocação positiva pagam as perdas

globais e mais os incentivos (alocação negativa). A maioria das publicações da área tem mostrado o desempenho das propostas utilizando sistemas elétricos de pequeno porte, onde o comportamento discriminatória aparece pouco ou não aparece. Neste trabalho foram obtidos resultados com sistemas pequenos e também com o IEE118. Maiores investigações são necessárias visando uma melhor maneira de considerar a alocação discriminatória, focando não somente as perdas mas também uma avaliação de fluxos na rede.

As análises realizadas 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 pode aparecer. Um bom indicativo de procedimento é trabalhar com mais de um método para alocar os custos. Recomenda-se utilizar pelo menos um método que faça alocação negativa, a fim de obter informações sobre barras bem posicionadas. Na atribuição de custos com mais de um procedimento, um método pode ser utilizado para alocar as perdas e outro para produzir incentivos de forma a corrigir alocações discriminatórias. Porém estas análises necessitam de mais investigações.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Fapesp, projeto número 00/11904-8, pelo apoio financeiro. Agradecem também a UNESP e a CTEEP.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bialek, J. (1996). Tracing the flow of electricity. *IEEE Proc-Gener. Transm. Distrib*, **143** (4), pp. 313-320.
- Conejo, A. J., Galiana, F.D. and Kockar, I (2001). Z-Bus loss allocation. *IEEE Trans. on Power Systems*, **16** (1), pp. 105-110.
- Conejo, A.J. Galiana, F.D. and Kockar, I. (2002a). Closure to discussion of “Z-bus loss allocation”. *IEEE Trans. On Power Systems*, **17** (2), pp. 526-527.
- Elgerd, O.I (1982). *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*. McGraw-Hill, New York.
- Expósito, A.G., Santos, J.M.R., Garcia, T.G. and Velascos E.A.R. (2000). Fair allocation of transmission power losses. *IEEE Trans. on Power Systems*, **15** (1), pp. 184-188.
- Expósito, A.G. and Santos, J.R. (2002) Discussion of “Z-bus loss allocation”. *IEEE Trans. On Power Systems*, **17** (2), pp. 525.
- Fernandes, T.S.P. and Almeida, K.C. (2002). Methodologies for loss and line flow allocation under a pool-bilateral market. *Proc. of 14th PSCC*, Session 23, Paper2, pp-1-7.
- Galiana, F.D., Conejo, A.J. and Kockar, I. (2002). Incremental transmission loss allocation in a transaction framework. *IEEE Transactions on Power Systems*, **17** (1), pp:26-33.
- Gonzalez, J.J. and Basagoiti, P. (1999). Spanish power exchange market and information system. Design concepts, and operating experience. In: *Proceeding of IEEE Power Industry Computer Applications Conference*, pp. 245-252.
- Glover, J.D and Sarma, M. (1987). *Power System Analysis and Design*. Kluwer Academic Publishers, Boston, MA.
- Leite da Silva, A M., Costa, J.G.C, Mello, J.C.O, Abreu, J.C., Romero, S.P., Treistman, R. (2001). Determinação dos fatores de perdas aplicados na medição do mercado atacadista de energia elétrica. In: *XVI SNPTEE*, artigo GAT-018, pp. 1-5.
- Leite da Silva, A M. and Costa, J.G.C. (2003). Transmission loss allocation: Part I – single energy market. *IEEE Trans. on Power Systems*, **18** (4), pp. 1389-1394.
- Schweppe, F., Caramanis M., Tabors R. and Bohn R. (1988). *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, Boston, MA.
- The Standard IEEE 118 test data (2003). <http://www.ee.washington.edu/research/psca/sensitivity/sensREADME.txt>. Disponível em Janeiro de 2003.

APÊNDICE A

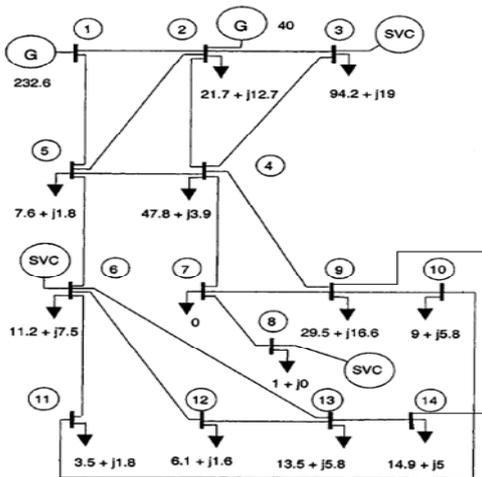


Figura A1. Rede IEEE 14 barras.

Tabela A1. Dados de linhas IEEE 14 barras.

linha nº	Barra origem	Barra destino	r (pu)	x (pu)	B (pu)
1	1	2	0,019	0,059	0,053
2	1	5	0,054	0,223	0,053
3	2	3	0,047	0,198	0,044
4	2	4	0,058	0,176	0,037
5	2	5	0,057	0,174	0,034
6	3	4	0,067	0,171	0,035
7	4	5	0,013	0,042	0,013
8	4	7	0,000	0,209	0,000
9	4	9	0,000	0,556	0,000
10	4	6	0,000	0,252	0,000
11	6	11	0,095	0,199	0,000
12	6	12	0,123	0,256	0,000
13	6	13	0,066	0,130	0,000
14	7	8	0,000	0,176	0,000
15	7	9	0,000	0,110	0,000
16	9	10	0,032	0,085	0,000
17	9	14	0,127	0,270	0,000
18	10	11	0,082	0,192	0,000
19	12	13	0,221	0,200	0,000
20	13	14	0,171	0,348	0,000

APÊNDICE B

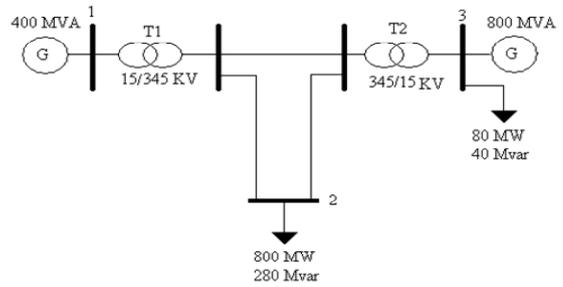


Figura B1. Rede 5 barras

Tabela B2. Dados de barras da Rede 5.

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

Tabela B2. Dados de barras da Rede 5.

linha nº	Barra origem	Barra destino	r (pu)	x (pu)	B (pu)	Transf..
1	1	5	0,006	0,0800	0,0	1,0
2	2	4	0,0360	0,4000	0,4300	-
3	2	5	0,0180	0,200	0,2200	-
4	4	5	0,0090	0,100	0,1100	-
5	3	4	0,0030	0,0400	0,00	1,0

APÊNDICE C

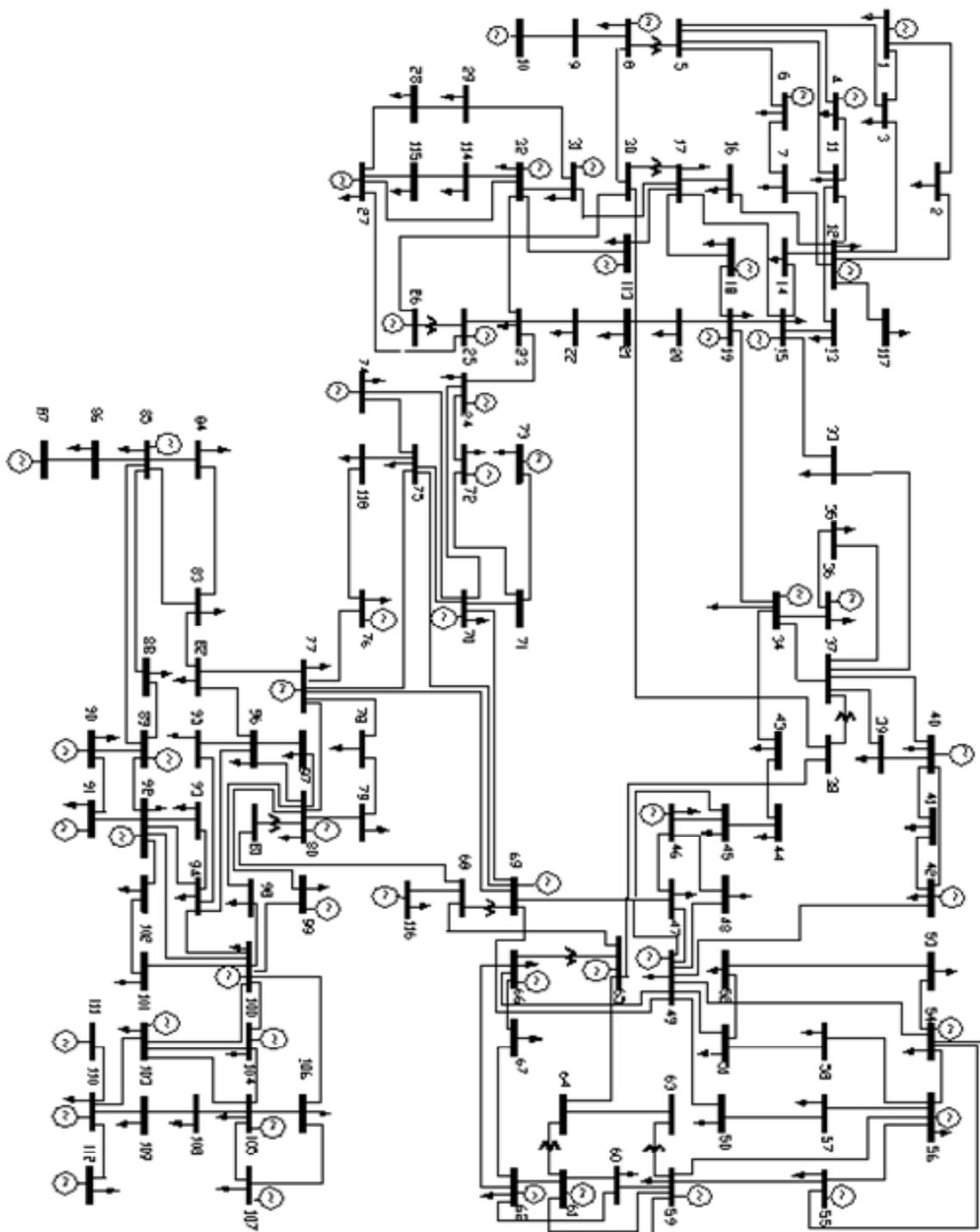


Figura C1. Rede 118 barras