

## 4 Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados e discutidos os principais resultados obtidos na aplicação do método Nodal Min-Max. O objetivo principal das simulações deste capítulo é avaliar se o método proposto se mostra eficiente na resolução das questões relativas à dispersão e volatilidade das tarifas apresentadas como motivação no Capítulo 1 deste trabalho. Além disso, busca-se apresentar interpretações e análises que ilustrem a essência do método Nodal Min-Max.

Inicialmente é utilizado um sistema de 4 barras para acompanhar cada etapa da metodologia proposta. Posteriormente são apresentados resultados para os sistemas IEEE 24 barras [23] e IEEE 118 barras [24]. São realizadas modificações que simulam o quadro de expansão do sistema para que possam ser avaliadas as questões relativas à dispersão e volatilidade das tarifas. Além disso, também é observado o comportamento do método proposto para sistemas de maior porte.

Para todos os resultados apresentados, a dispersão entre as tarifas será medida através do desvio padrão em torno da média, e a volatilidade será avaliada através da variação percentual dos valores. Todos os sistemas utilizados são apresentados no Apêndice B deste trabalho juntamente com seus respectivos dados de simulação.

O método proposto foi implementado em MATLAB [25], sendo o problema de otimização implementado em Xpress [26]. As simulações foram realizadas em computador com processador Intel Core i5, 2,67 GHz com 4 GB de RAM. Os tempos médios de simulação para cada um dos sistemas utilizados neste capítulo são apresentados juntamente com cada teste.

### 4.1 Precisão Numérica dos Resultados

Para as simulações realizadas neste trabalho, foram verificadas falhas relacionadas à precisão numérica. Principalmente em sistemas de maior tamanho,

o problema de minimização contido no algoritmo apresentado na Seção 3.3.4 se mostra inviável em algumas iterações por não ser capaz de atender as restrições (3.22) e (3.23). Uma análise mais detalhada mostra que o problema reside na precisão numérica na recuperação de  $\pi_{Gi}^L$  e  $\pi_{Dj}^L$ . É visto que a diferença entre os lados direito e esquerdo de (3.22) e (3.23) são no geral da ordem de  $10^{-5}$ , tornando o problema inviável. Entretanto, sabe-se que na prática uma diferença desta ordem não altera o resultado das tarifas  $\pi_{Gi}^L$  e  $\pi_{Dj}^L$ , uma vez que comumente tarifas são definidas com duas casas decimais.

Este mesmo problema relacionado à precisão numérica é reportado em [11], e tendo em vista a mesma justificativa apresentada no parágrafo anterior, é sugerida como solução a relaxação das restrições que acusam inviabilidade através de uma variável adicional  $\delta$ . Esta solução é aplicada as restrições (3.22) e (3.23), conforme apresentado em (4.1) e (4.2).

$$\pi_{Gi}^L \cdot (1 + \delta) \geq \sum_{\ell \in \Omega_L} \frac{c_\ell}{2} \cdot Fpond_\ell \cdot \left[ \sum_{j \in \Omega_D} (\beta_{\ell i} - \beta_{\ell j}) \alpha_{ij} \right], \quad (4.1)$$

$$\forall i \in M_{Gk-1}$$

$$\pi_{Dj}^L \cdot (1 + \delta) \geq - \sum_{\ell \in \Omega_L} \frac{c_\ell}{2} \cdot Fpond_\ell \cdot \left[ \sum_{i \in \Omega_G} (\beta_{\ell j} - \beta_{\ell i}) \alpha_{ij} \right], \quad (4.2)$$

$$\forall j \in M_{Dk-1}$$

Para não permitir que o processo de otimização das tarifas tire proveito indevido da folga inserida, é adicionada uma penalização na função objetivo, conforme (4.3).

$$\min_{\substack{\alpha_{ij}, \forall i \in \Omega_G, \forall j \in \Omega_D \\ \delta \in \mathbb{R}^+}} z_k + (M \cdot \delta) \quad (4.3)$$

É utilizado o valor de  $10^6$  para M, conforme feito em [11]. Dentre todas as simulações feitas neste capítulo, o valor de  $\delta$  não ultrapassa a ordem de  $10^{-5}$ , confirmando que a inserção da relaxação não provoca distorções no resultado de tarifa ótima utilizados na prática.

## 4.2 Sistema de 4 Barras

O sistema de 4 barras mostrado na Figura 4.1 será utilizado para apresentar a dinâmica do processo iterativo contido no método proposto e apresentado na Seção 3.3.4. Cada etapa do algoritmo proposto será apresentada através de resultados, e analisada tendo em vista os conceitos utilizados para a construção do método Nodal Min-Max. Também para este sistema, será realizada uma análise de traçado de potência.

### 4.2.1 Dinâmica do Algoritmo Nodal Min-Max

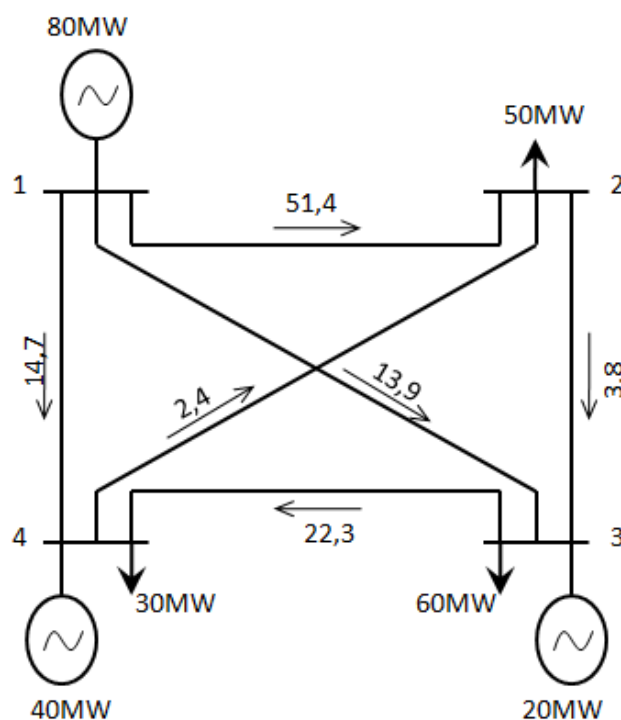


Figura 4.1 - Sistema de 4 barras

Na Figura 4.1 é apresentado o sistema de 4 barras juntamente com os resultados de fluxo de potência para cada linha. Para este sistema são apresentadas detalhadamente duas iterações completas referentes à primeira etapa do algoritmo apresentado no Capítulo 3. Posteriormente são apresentados os resultados finais da alocação das tarifas.

As inicializações dos conjuntos utilizados no algoritmo, de acordo com o apresentado na Seção 3.3.4, são dadas por  $G_0 = \{1,3,4\}$ ,  $D_0 = \{2,3,4\}$ ,  $M_{G_0} = \{\emptyset\}$

e  $M_{D_0} = \{\emptyset\}$ . Destaca-se que para a primeira iteração ( $k = 1$ ) as restrições (3.22) e (3.23) não são aplicadas. Ao final da primeira iteração é obtido o valor ótimo  $z_1^* = 1,58$  para a função objetivo, e as variáveis de decisão  $\alpha_{ij}^*, \forall i \in \Omega_G, \forall j \in \Omega_D$  ótimas mostradas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Variáveis  $\alpha_{ij}$  ótimas para sistema de 4 barras – Primeira iteração

Gerador 1	Gerador 3	Gerador 4
$\alpha_{12}^* = 0$	$\alpha_{32}^* = 1$	$\alpha_{42}^* = 0,75$
$\alpha_{13}^* = 0,625$	$\alpha_{33}^* = 0$	$\alpha_{43}^* = 0,25$
$\alpha_{14}^* = 0,375$	$\alpha_{34}^* = 0$	$\alpha_{44}^* = 0$

Observa-se que todas as variáveis  $\alpha_{ij}$  estão compreendidas no intervalo  $[0, 1]$ , e que para cada gerador  $i$ , as variáveis correspondentes somam 1 (ou 100%), como era esperado.

Finalizado o problema de minimização, o próximo passo consiste em obter o valor das variáveis duais. As variáveis duais do conjunto de restrições (3.19) foram  $\{-1; 0; 0\}$  para índices  $i$  iguais a 1, 3 e 4 respectivamente. Para (3.20) as variáveis duais encontradas foram  $\{0; 0; 0\}$  para índices  $j$  iguais a 2, 3 e 4 respectivamente. Conforme discutido no capítulo anterior, deve receber a tarifa ótima  $z_1^* = 1,58$  o gerador e/ou demanda cujo sua restrição correspondente em (3.19) e/ou (3.20) apresenta variável dual diferente de zero. Neste caso a tarifa ótima é atribuída ao gerador localizado na barra 1.

Posteriormente, são calculadas as tarifas locais através de (3.24) e (3.25) utilizando as variáveis de decisão ótimas presentes na Tabela 4.1. Como resultado, tem-se  $\{1,58; 0,24; 0,90\}$  para os geradores 1, 3 e 4; e  $\{0,96; 1,33; 0,42\}$  para as demandas 2, 3 e 4. Conforme esperado, o gerador 1 possui tarifa maior ou igual as demais, e igual à determinada pela função objetivo, confirmando a eficiência da modelagem ilustrada na Figura 3.4.

Dadas as variáveis duais, e a atribuição da tarifa, os conjuntos são atualizados, passando a ser  $G_1 = \{3,4\}$ ,  $D_1 = \{2,3,4\}$ ,  $M_{G_1} = \{1\}$  e  $M_{D_1} = \{\emptyset\}$ . O contador é incrementado ( $k = 2$ ) para o início de uma nova iteração. Para a segunda iteração a restrição (3.21) passa a fazer parte do problema de otimização, entretanto, a restrição (3.22) permanece inativa.

Na segunda iteração o valor ótimo da função objetivo é  $z_2^* = 1,15$  e as variáveis de decisão ótimas correspondentes são apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Variáveis  $\alpha_{ij}$  ótimas para sistema de 4 barras – Segunda iteração.

Gerador 1	Gerador 3	Gerador 4
$\alpha_{12}^* = 0$	$\alpha_{32}^* = 0,5$	$\alpha_{42}^* = 1$
$\alpha_{13}^* = 0,625$	$\alpha_{33}^* = 0,5$	$\alpha_{43}^* = 0$
$\alpha_{14}^* = 0,375$	$\alpha_{34}^* = 0$	$\alpha_{44}^* = 0$

Comparando os resultados da Tabela 4.2 com os da Tabela 4.1, observa-se que alguns valores de  $\alpha_{ij}$  se modificaram. Isto sinaliza que, como desejado, o problema de otimização está explorando as alternativas de atendimento as demandas por parte dos geradores de forma a minimizar as tarifas. Muito embora exista variação nos resultados das variáveis de decisão, as restrições (3.21) e (3.22) mantêm a tarifa alocada na primeira iteração, e a restrição (3.23) garante conformidade com os resultados do estudo de fluxo de potência linear do sistema.

Obtendo as variáveis duais para (3.19) e (3.20), os resultados são  $\{0; 0\}$  para índices  $i$  iguais a 3 e 4 respectivamente, e  $\{0; -1; 0\}$  para índices  $j$  iguais a 2, 3 e 4 respectivamente. Desta forma, a carga localizada na barra 3 recebe a tarifa ótima  $z_2^* = 1,15$ . Seguindo o próximo passo do modelo, são calculadas as tarifas locais através de (3.24) e (3.25) a partir dos resultados apresentados na Tabela 4.2. Foram obtidos os resultados  $\{1,58; 0,12; 0,96\}$  para os geradores 1, 3 e 4; e  $\{1,08; 1,15; 0,42\}$  para as demandas 2, 3 e 4. Atendendo as expectativas, a tarifa do gerador 1 se manteve no valor de 1,58; e dentre as demais tarifas a pertencente à carga 3 é maior ou igual as demais, e é igual à função objetivo ótima  $z_2^* = 1,15$ .

Feita a alocação da tarifa ótima, os conjuntos devem ser atualizados, e passam a ser  $G_2 = \{3, 4\}$ ,  $D_2 = \{2, 4\}$ ,  $M_{G_2} = \{1\}$  e  $M_{D_2} = \{3\}$ . Os novos conjuntos são utilizados na próxima iteração ( $k = 3$ ), na qual todas as restrições são aplicadas no problema de minimização, uma vez que nenhum dos conjuntos é vazio.

Nesta dinâmica o processo iterativo continua até que os conjuntos  $G_k$  e  $D_k$  se tornem vazios. Para o sistema da Figura 4.1 foram realizadas um total de 6

iterações, obtendo o resultado final para as variáveis de decisão conforme apresentado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Variáveis  $\alpha_{ij}$  ótimas para sistema de 4 barras – Resultado final.

Gerador 1	Gerador 3	Gerador 4
$\alpha_{12}^* = 0$	$\alpha_{32}^* = 0,5$	$\alpha_{42}^* = 1$
$\alpha_{13}^* = 0,625$	$\alpha_{33}^* = 0,5$	$\alpha_{43}^* = 0$
$\alpha_{14}^* = 0,375$	$\alpha_{34}^* = 0$	$\alpha_{44}^* = 0$

Comparando os resultados das Tabelas 4.2 e 4.3, observa-se que da segunda para a sexta (e última) iteração os valores de  $\alpha_{ij}$  não sofreram alteração. Este resultado indica que a manutenção das tarifas do gerador 1 e da demanda 3 não permitiram ao problema de otimização modificar os diversos  $\alpha_{ij}$ . Em outras palavras, o gerador 1 e a demanda 3, com as prioridades recebidas nas iterações 1 e 2, definiram os  $\alpha_{ij}$ 's que mais lhes favoreciam, e de acordo com as circunstâncias do sistema não deixaram alternativas para os demais usuários minimizarem suas tarifas.

Muito embora, o resultado final seja definido na segunda iteração, o algoritmo só finaliza na sexta iteração. Este fato pode vir a ser interpretado como um ponto de ineficiência do método proposto. Entretanto ressalta-se que, conforme dito na Seção 3.1 do Capítulo 3, a solução Pareto ótima para as tarifas de todos os usuários somente é atingida após a realização do processo iterativo para todas as tarifas. Desta forma, ainda que as iterações posteriores a iteração 2 não modifiquem os resultados, através delas é possível garantir a solução Pareto ótima do método de alocação proposto.

A questão discutida nos parágrafos anteriores é característica de sistemas pequenos como o de 4 barras. Isto porque, há um número pequeno de variáveis de decisão  $\alpha_{ij}$ , que são rapidamente definidos ao longo das iterações. Entretanto, para sistemas maiores como os sistemas IEEE 24 e 118 barras, há mais alternativas de troca de potência entre geradores e demandas, acarretando na definição dos valores finais de  $\alpha_{ij}$  apenas nas iterações finais do processo.

Finalizado o processo iterativo são calculadas as parcelas selo (1,96 para geradores, e 2,19 para cargas) através de (3.30) e (3.31). As tarifas finais são

obtidas conforme (3.32) e (3.33), finalizando o método de alocação. As tarifas finais tem como resultado os valores {3,54; 2,09; 2,93} para os geradores 1, 3 e 4, e {3,27; 3,34; 2,61} para as demandas 2, 3 e 4.

#### 4.2.2 Traçado de Potência

O método proposto neste trabalho permite, através da forma como são definidas as tarifas, a construção do traçado de potência da rede. O termo  $(\beta_{\ell i} - \beta_{\ell j})\alpha_{ij}P_{Gi}$  corresponde à contribuição de potência do par  $ij$  para a composição do fluxo total da linha  $\ell$ . Com este termo, é possível obter o caminho da potência ao longo das linhas para cada par  $ij$ , e para cada usuário do sistema.

Apesar de este resultado disponível não fazer parte do processo de alocação de custos de forma direta, é interessante observá-lo de forma a analisar a influência da escolha das variáveis  $\alpha_{ij}$ . A variável de decisão  $\alpha_{ij}$  tem impacto direto na quantidade de potência que passa por linhas de maior ou menor custo, ou como um agente pode se valer de contrafluxos eventualmente vantajosos para minimização de sua tarifa. Para o sistema de 4 barras esta análise será feita para o gerador 1. Este usuário é escolhido, pois foi o primeiro a receber prioridade de otimização, logo sua tarifa foi determinada em um problema menos restrito, e o usuário possuía todo o sistema disponível para minimizar sua tarifa.

A Figura 4.2 e a Figura 4.3 apresentam o traçado de potência pela rede para cada par  $ij$  do qual o gerador  $i$  faz parte, e em que haja troca de potência. Como  $\alpha_{12}^* = 0$ , não há traçado de potência para o par formado com a demanda 2. A Figura 4.4 apresenta o traçado de toda a potência produzida pelo gerador 1.

Nestas figuras os fluxos em vermelho consistem em contrafluxos (assumido o resultado de fluxo de potência como sentido positivo) pelas linhas. Primeiramente observa-se que o balanço de potência em cada nó é respeitado para todos os traçados apresentados. Além disso, destaca-se que o gerador 1 faz uso de contrafluxos nas linhas 2-4 e 3-4, fato que certamente contribui para redução de sua tarifa.

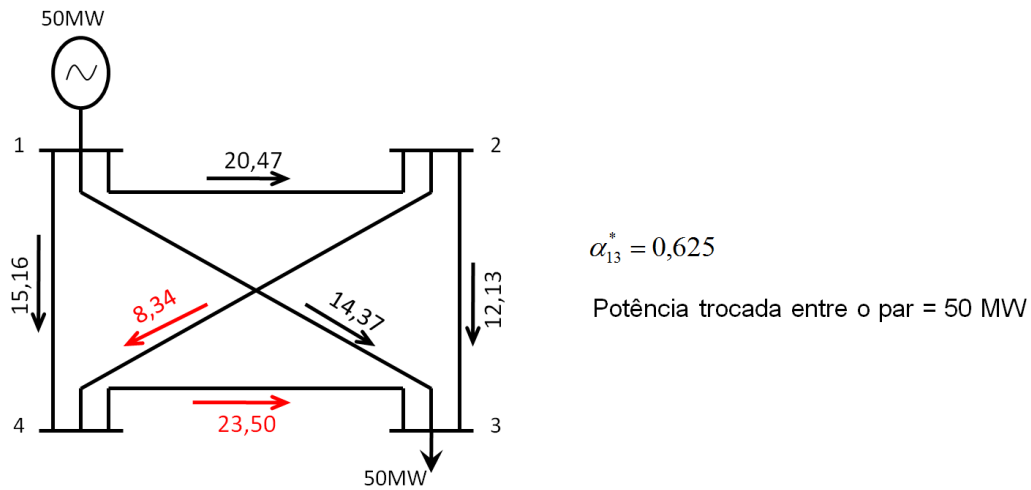


Figura 4.2 - Traçado de potência no sistema de 4 barras para o par (1,3)

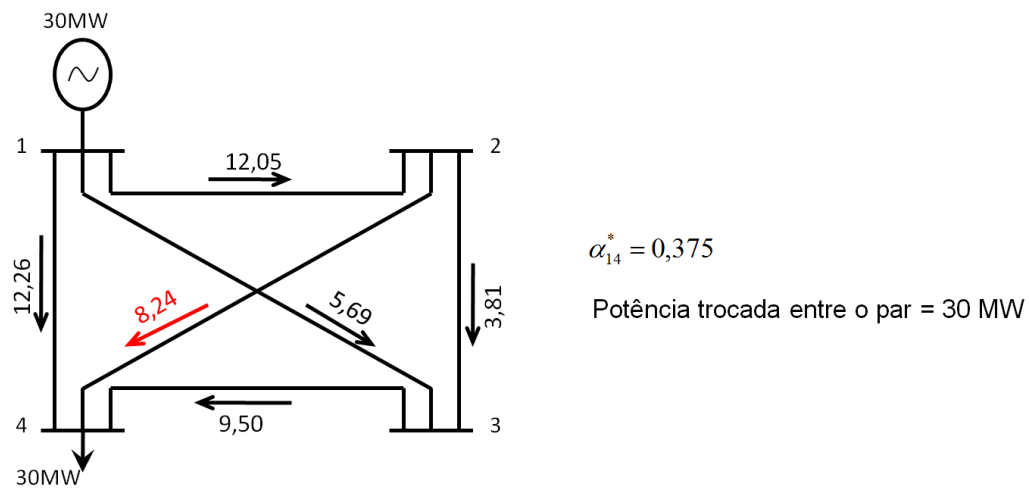


Figura 4.3 - Traçado de potência no sistema de 4 barras para o par (1,4)

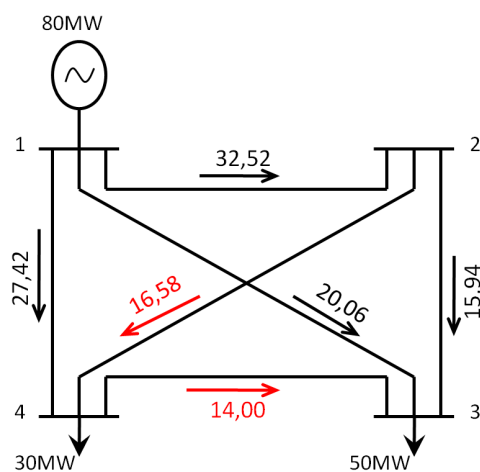


Figura 4.4 - Traçado de potência no sistema de 4 barras para a potência total do gerador 1



### 4.3 Sistema 24 barras

Nesta seção será utilizado o sistema IEEE 24 barras [23], presente na Figura 4.5, para apresentar resultados do método Nodal Min-Max que avaliam o alcance dos objetivos traçados para este trabalho. Para tal, inicialmente o método proposto será comparado diretamente com o método Nodal original com o objetivo de avaliar o aspecto locacional nos dois métodos. Posteriormente, são comparados os resultados fornecidos por todos os métodos apresentados no Capítulo 2 em testes direcionados para a avaliação de dispersão e volatilidade das tarifas.

Devido à independência com variações da estrutura do sistema, o método Pro rata fornecer tarifas menos dispersas entre si, e menos voláteis com variações da rede. Assim, seus resultados tomados como referência de baixa dispersão e baixa volatilidade para todos os testes realizados.

O sistema IEEE 24 barras e suas características são apresentadas em detalhes no Apêndice B. O tempo médio de execução do método proposto para este sistema (e suas variações) é de 26 segundos.

#### 4.3.1 Comparação com Método Nodal Original

Nesta seção são apresentados resultados dos métodos Nodal Min-Max e Nodal para o sistema apresentado na Figura 4.5. O objetivo desta simulação é avaliar as semelhanças e diferenças entre os dois métodos na questão da característica locacional das tarifas.

Inicialmente, para que se possa avaliar o aspecto locacional dos métodos em análise, somente as tarifas locais são apresentadas. As tarifas alocadas para geradores e demandas são apresentadas nas Figuras 4.6 e 4.7, respectivamente.

Conforme dito na Seção 2.5, as tarifas locais referentes à barra de referência (barra 13, para o sistema em análise) são nulas para os resultados fornecidos pela metodologia Nodal. Este fato não ocorre para o método Nodal Min-Max devido à reformulação da tarifa locacional. Com isso, todos os usuários, sem exceção, participam do processo de otimização e recebem um valor de tarifa locacional ótima.

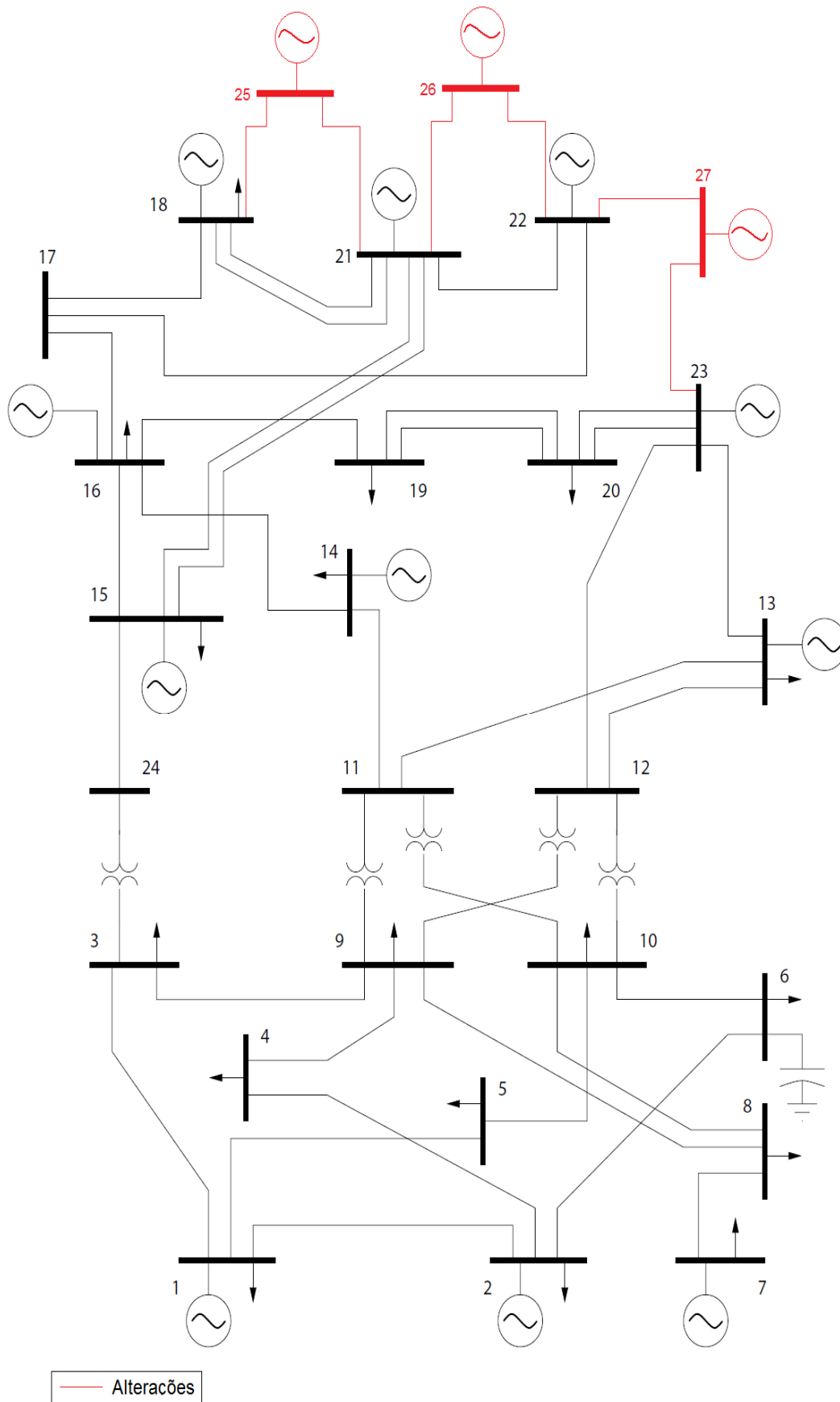


Figura 4.5 - Sistema IEEE 24 barras

Para análise da característica locacional, deve-se ter em mente a interpretação da sinalização locacional de cada um dos dois métodos, conforme apresentado na Seção 3.2. No método Nodal a localização da injeção de potência está relacionada ao incremento de custos do sistema. Já para o método Nodal Min-Max a injeção e extrações de potência (trocas de potência) se relacionam ao incremento de custos.

Observando primeiramente os geradores do sistema, observa-se que a sinalização locacional é semelhante para os dois métodos. Os geradores localizados na parte superior do sistema (geradores 15, 16, 18, 21, 22 e 23) possuem tarifas entre as maiores, sinalizando má localização no sentido de variação de custo decorrente da injeção de potência (método Nodal) ou de trocas de potência (método Nodal Min-Max). Já os geradores da parte inferior do sistema (geradores 1, 2 e 7) apresentam as menores tarifas, indicando boa localização na rede. Este resultado está de acordo com o esperado uma vez que os geradores na parte inferior estão mais próximos da concentração de demandas do sistema, e intuitivamente utilizam menos as linhas de transmissão.

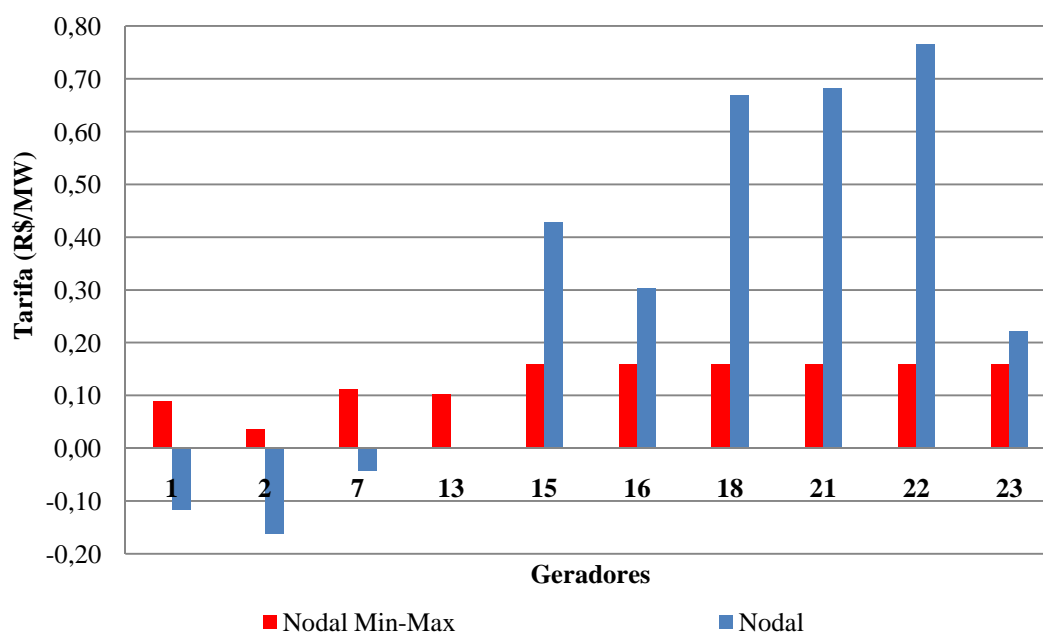


Figura 4.6 - Tarifa locacional de geradores para os métodos Nodal Min-Max e Nodal – Sistema IEEE 24 barras

Em relação às demandas, observa-se que o sinal locacional não é o mesmo para a demanda pior localizada, ou seja, a de tarifa mais alta. Para o método Nodal

a três piores demandas são as das barras 4, 5 e 6, enquanto que para o método Nodal Min-Max são as demandas 13, 14 e 19. Conforme dito anteriormente, esta diferença se justifica devido ao fato de serem considerados mais pontos (não utilizados no método Nodal) na definição da sinalização locacional para o método Nodal Min-Max. Assim, pode-se concluir que, para o método Nodal Min-Max, a localização das demandas 13, 14 e 19, diretamente associada às trocas potência definidas pelas variáveis  $\alpha_{ij}^*$ , provoca as maiores variações de custo na rede dentre todas as demandas.

Já para as demandas melhor localizadas, as sinalizações locacionais dos dois métodos apontam a demanda da barra 18 como a que provoca menor variação de custos no sistema de transmissão.

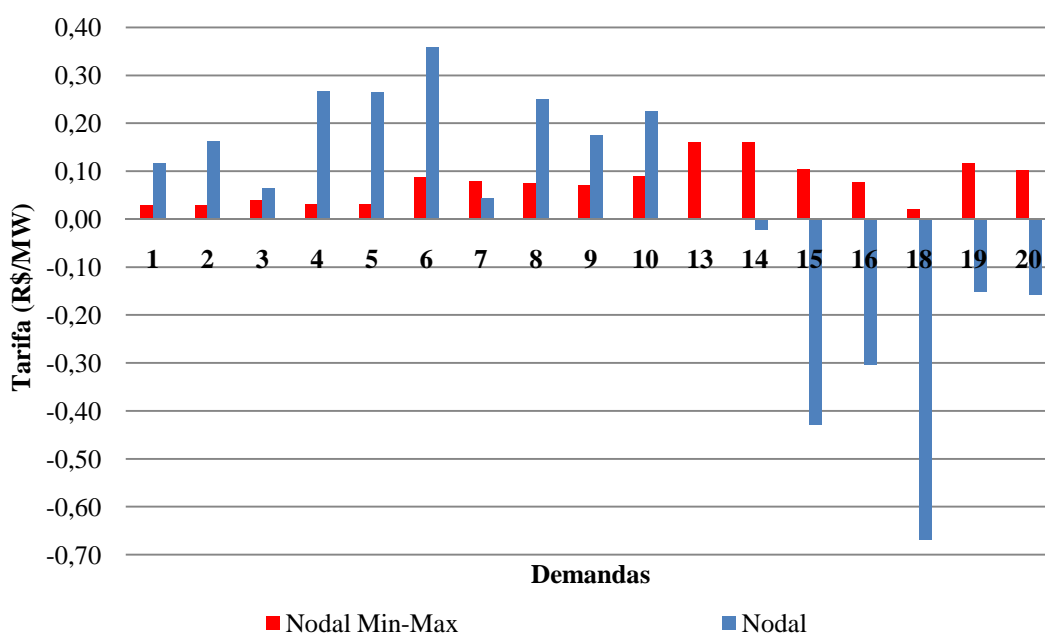


Figura 4.7 - Tarifa locacional de demandas para os métodos Nodal e Nodal Min-Max – Sistema IEEE 24 barras

Outro ponto a ser destacado consiste na intensidade da influência da localização do usuário no valor de sua tarifa. Observa-se que tanto o método Nodal como o método Nodal Min-Max são capazes de refletir nas tarifas alocadas a influência locacional de cada usuário. No método Nodal a influência da localização é forte, podendo ocasionar, para determinados casos de má localização no sistema, tarifas muito elevadas. No caso do método Nodal Min-Max esta influência é mais sutil, devido à utilização da técnica min-max de otimização,

permitindo inserir o aspecto locacional na composição das tarifas sem obter os indesejados picos de tarifa.

Nas Figuras 4.8 e 4.9 são apresentadas as tarifas finais obtidas pela somas das tarifas locais com a parcela selo tanto para o método Nodal, como para o método Nodal Min-Max.

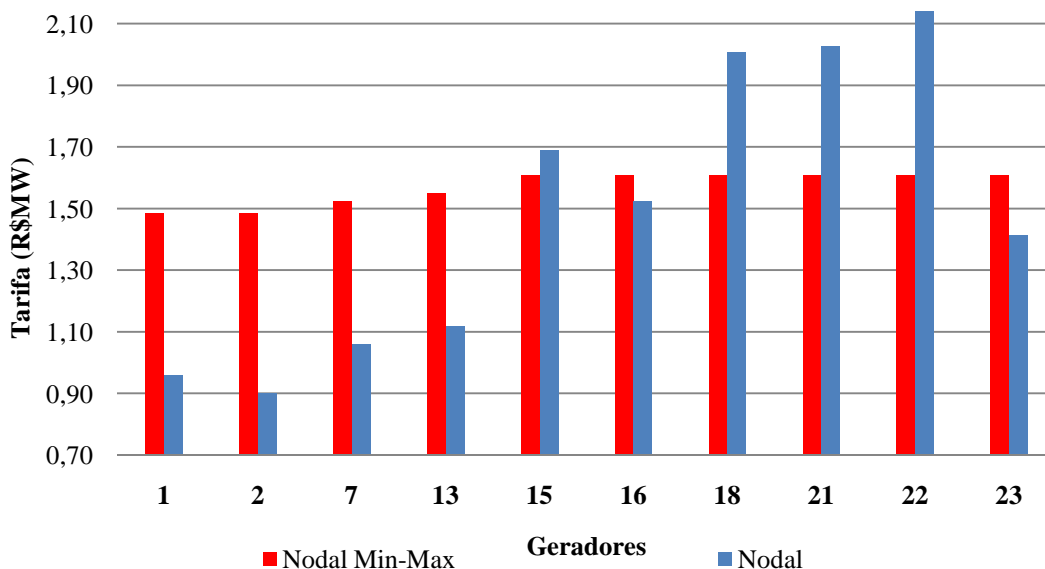


Figura 4.8 - Tarifa final para geradores nos métodos Nodal e Nodal Min-Max – Sistema IEEE 24 barras

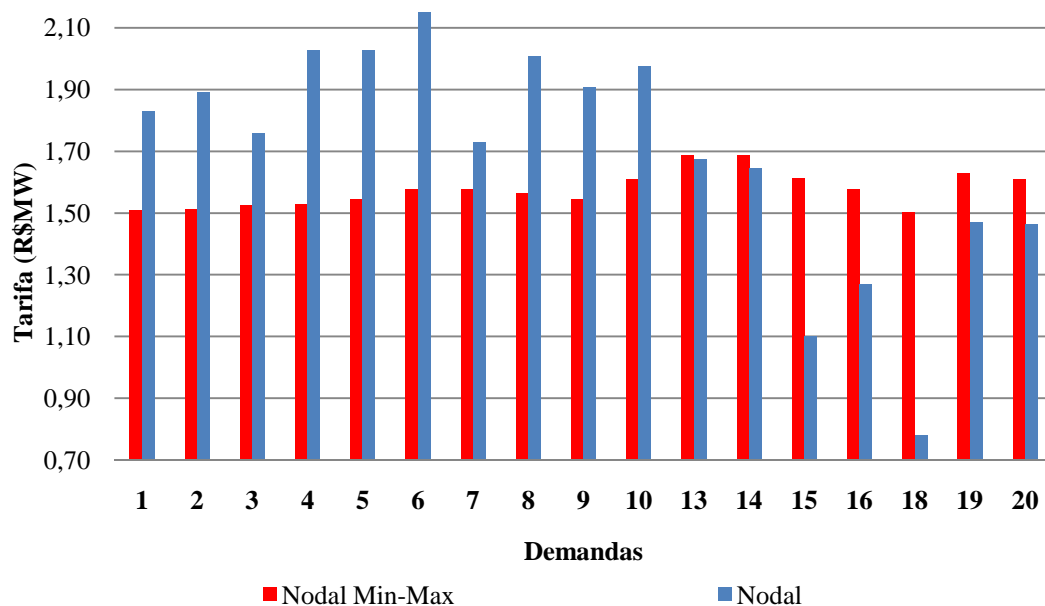


Figura 4.9 - Tarifa final para demandas nos métodos Nodal e Nodal Min-Max – Sistema IEEE 24 barras

A parcela selo para geradores assume o valor de 1,12 para o método Nodal, e de 1,40 para o método Nodal Min-Max. Para as demandas o valor da parcela selo é de 1,67 para o método Nodal, e de 1,47 para o método Nodal Min-Max.

### 4.3.2 Análise de Dispersão

Nesta seção serão feitas análises acerca da dispersão das tarifas alocadas para o sistema de 24 barras (sem alterações) apresentado na Figura 4.5. São obtidos resultados para o método Nodal Min-Max, e para os demais métodos de alocação de custos conforme formulados no Capítulo 2. A avaliação de dispersão das tarifas é feita através medida de desvio padrão ( $\sigma$ ) das mesmas. O desvio padrão consiste em uma medida comumente utilizada para a avaliação de dispersão entre valores, sendo obtida através da raiz quadrada da variância. Para complementar a informação oferecida pelo desvio padrão, são apresentados os valores máximo, mínimo, e média das tarifas.

Na Figura 4.10 e na Figura 4.11 são apresentados os resultados de alocação de tarifas para geradores e demandas, respectivamente.

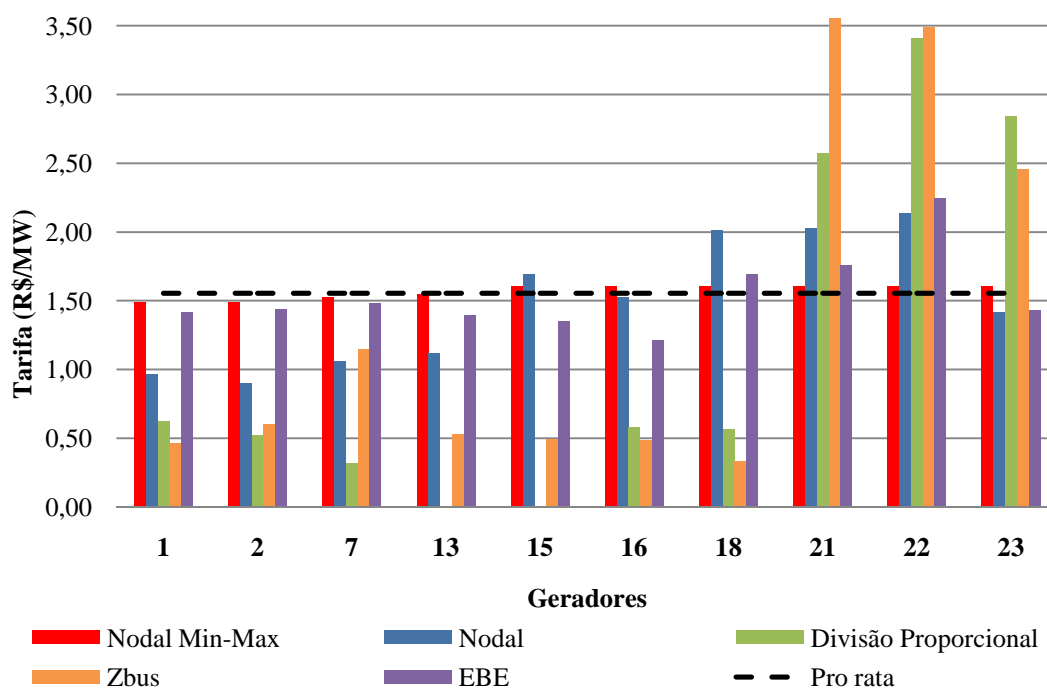


Figura 4.10 - Alocação de tarifas para geradores em todos os métodos – Sistema IEEE 24 barras

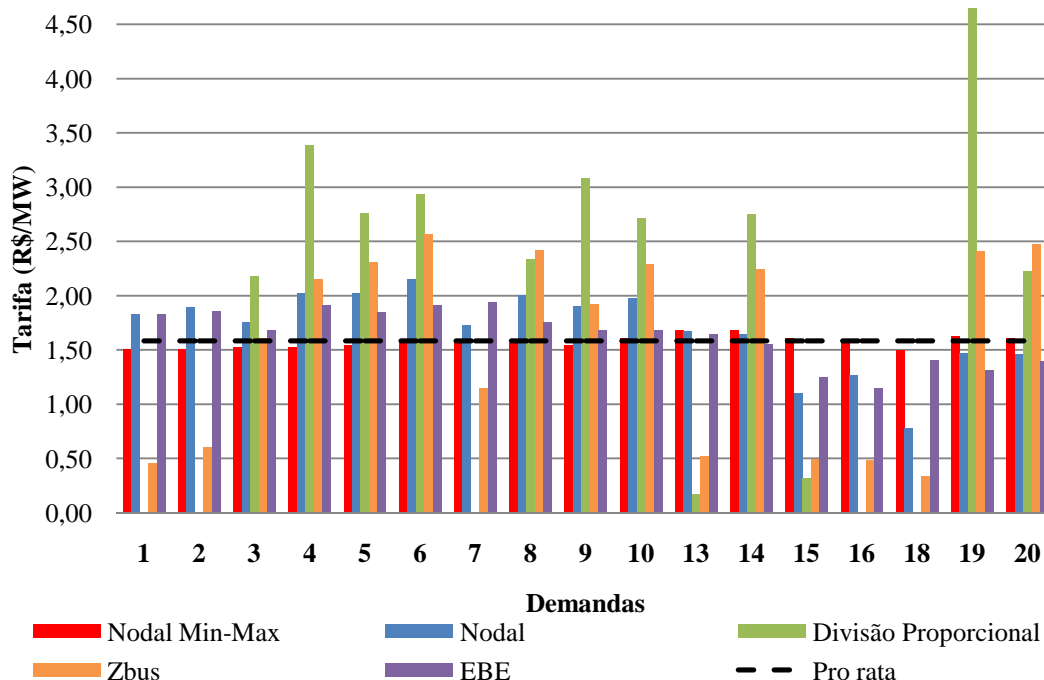


Figura 4.11 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 24 barras

Em uma primeira análise visual das figuras, é possível notar que o método Nodal Min-Max apresenta dispersão reduzida em relação aos demais métodos (com exceção do método Pro rata), tanto para geradores como para demandas.

A Tabela 4.4 e a Tabela 4.5 apresentam a análise dos resultados relacionada à dispersão das tarifas para geradores e demandas, e para todos os usuários respectivamente.

Tabela 4.4 - Resultados de análise de dispersão para geradores e demandas – Sistema IEEE 24 barras

	$\sigma$		Tarifa Máxima (R\$/MW)		Tarifa Mínima (R\$/MW)		Média (R\$/MW)	
	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>
Pro rata	0,00	0,00	1,55	1,58	1,55	1,58	1,55	1,58
Nodal Min-Max	0,05	0,06	1,61	1,69	1,49	1,50	1,57	1,58
Nodal	0,47	0,37	2,14	2,15	0,90	0,78	1,48	1,69
Divisão Proporcional	1,28	1,54	3,40	4,65	0,32	0,17	1,14	1,74
Zbus	1,30	0,88	3,57	2,57	0,33	0,33	1,36	1,56
EBE	0,29	0,25	2,25	1,94	1,21	1,15	1,54	1,64

<sup>1</sup> – Gerador  
<sup>2</sup> – Demanda

Tabela 4.5 - Resultados de análise de dispersão para todos os usuários – Sistema IEEE 24 barras

	$\sigma$	Tarifa Máxima (R\$/MW)	Tarifa Mínima (R\$/MW)	Média (R\$/MW)
Pro rata	0,01	1,58	1,55	1,57
Nodal Min-Max	0,05	1,69	1,49	1,57
Nodal	0,41	2,15	0,78	1,61
Divisão Proporcional	1,45	4,65	0,17	1,52
Zbus	1,04	3,57	0,33	1,48
EBE	0,27	2,25	1,15	1,60

Na Tabela 4.4 observa-se inicialmente o valor reduzido de tarifa máxima tanto para geradores como para demandas, para o método Nodal Min-Max em relação aos métodos Nodal, Divisão Proporcional, Zbus e EBE. O tarifa máxima reduzida aliada à baixa diferença entre as tarifas mínima e máxima indicam a baixa dispersão entre as tarifas fornecidas pelo método proposto. A baixa dispersão é confirmada pelo valor do desvio padrão das tarifas do método Nodal Min-Max, que dentre todos os métodos é o que mais se aproxima do valor de referência fornecido pelo método Pro rata. O método Divisão Proporcional apresenta o pior desempenho em relação à baixa dispersão.

Para os resultados referentes à análise de todos os usuários em conjunto, apresentados na Tabela 4.5, as mesmas observações feitas para a Tabela 4.4 são válidas. O pico de tarifa é o menor comparado aos métodos Nodal, Divisão Proporcional, Zbus e EBE. E o desvio padrão se mantém reduzido e sendo o mais próximo do método Pro rata. Novamente, o método Divisão Proporcional apresenta o maior resultado de desvio padrão.

Dados os resultados, confirma-se que nesta simulação foi atingido o objetivo de fornecer tarifas de baixa dispersão, traçado na motivação deste trabalho. A modelagem desenvolvida para a metodologia Nodal Min-Max aliando a técnica min-max ao método Nodal Modificado se mostrou eficiente na redução da diversificação dos valores de tarifa conforme era esperado.



### 4.3.3 Análise de Volatilidade

Para a análise de volatilidade das tarifas no sistema de 24 barras, serão realizados dois testes. O primeiro utiliza a simulação de sete despachos diários de potência presentes em [23] para analisar o comportamento das tarifas mais elevadas para cada um dos métodos utilizados na simulação. O segundo teste consiste na simulação de expansão da rede, tendo em vista as características de expansão do sistema brasileiro, de forma a analisar as tarifas alocadas para novos usuários entrando no sistema, e volatilidade das tarifas dos usuários já existentes no sistema original. Além disso, é verificada a manutenção de baixa dispersão para o sistema expandido.

Para realização do primeiro teste, é utilizado o conjunto de sete picos percentuais diários de demanda, apresentados em [23], um para cada dia de uma semana, conforme é mostrado na Tabela 4.6. Cada pico de demanda representa o valor percentual da demanda máxima do sistema.

É considerado que cada um dos picos percentuais representa um despacho de potência no sistema. Assim, para a realização da simulação, cada gerador e cada demanda do sistema têm sua potência multiplicada pelos percentuais da Tabela 4.6 de forma a permitir a execução adequada dos estudos de fluxo de potência do sistema. Assim, são criados sete despachos diferentes, com sete resultados de alocação de tarifas correspondentes.

Tabela 4.6 - Picos percentuais diários de demanda

<b>Dia da Semana</b>	<b>Pico de Demanda (%)</b>
Segunda-feira	93
Terça-feira	100
Quarta-feira	98
Quinta-feira	96
Sexta-feira	94
Sábado	77
Domingo	75

O objetivo deste teste é observar a volatilidade dos picos de tarifas, juntamente com a tendência de alta ou baixa dispersão para os diferentes métodos

de alocação. Isto porque os maiores valores de tarifa tendem a representar os novos usuários do sistema sob o todo o contexto apresentado no Capítulo 1. Com isso, espera-se constatar a volatilidade e dispersão reduzidas do método proposto neste trabalho, em relação às demais metodologias de alocação.

Para obter a indicação de volatilidade desejada, para cada despacho de demanda, com sua alocação de tarifas correspondente, é feita a média das 10% maiores tarifas para cada método. Este resultado é apresentado em um gráfico, conforme mostrado na Figura 4.12, de forma a acompanhar a variação dos picos de tarifa dos métodos de alocação.

Para a forma como o gráfico da Figura 4.12 é apresentado, os métodos que apresentam as linhas menos oscilantes correspondem aqueles de menor volatilidade para os picos de tarifa. Além disso, é interessante observar que os métodos para os quais a média das 10% piores tarifas é menor, tendem a ser menos dispersos, e a estarem mais próximos da linha correspondente ao método Pro rata. Assim, o método ideal dentro dos objetivos deste trabalho, é aquele que possui pouca oscilação na Figura 4.12, e ao mesmo tempo se localiza mais próximo ao eixo horizontal.

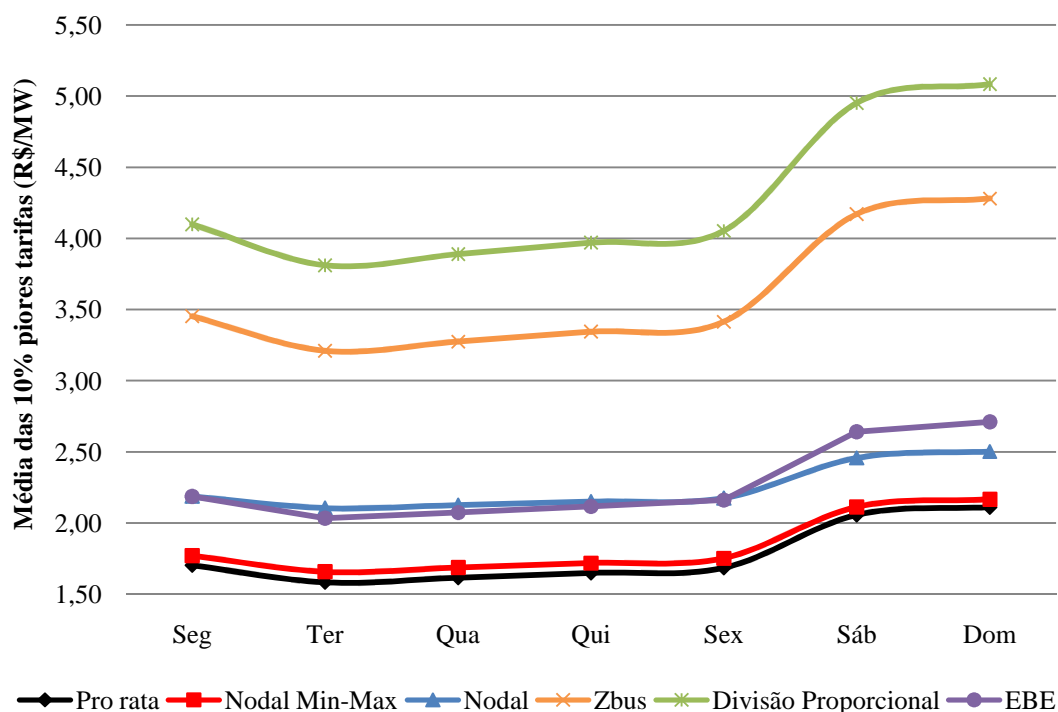


Figura 4.12 - Média das 10% piores tarifas para diferentes despachos de demanda – Sistema IEEE 24 barras

Observando os resultados obtidos, a menos do método Pro rata (tido como referência), o método Nodal Min-Max é o que se encaixa nas expectativas apresentadas no parágrafo anterior. O método proposto neste trabalho apresenta menores picos de tarifa, e baixa oscilação dos resultados, sendo o método que está mais próximo aos resultados obtidos pelo método Pro rata. Pode-se dizer desta forma que o método Nodal Min-Max é o mais eficiente em fornecer os efeitos desejados para os picos de tarifa.

O segundo teste realizado nesta seção consiste na simulação de expansão do sistema de transmissão da Figura 4.5. O objetivo deste teste é trazer para o sistema de 24 barras características da expansão do sistema brasileiro, apresentadas no Capítulo 1. Para tal, foram adicionados geradores de grande porte localizados em pontos distantes da área do sistema que concentra a maior parte das demandas. São inseridos três novos geradores, cada um com potência de 500MW cada, através da criação das barras 25, 26 e 27 conforme indicado nas alterações em vermelho na Figura 4.5. Para justificar o aumento de geração no sistema, a mesma quantidade de potência inserida nos novos geradores é distribuída prioritariamente entre as cargas localizadas na parte inferior da rede. Os dados completos das modificações do sistema relativas à simulação de expansão são apresentados no Apêndice B. Os resultados de alocação para geradores e demandas, para todos os métodos, são apresentados nas Figuras 4.13 e 4.14, respectivamente.

Inicialmente, o foco de análise dos resultados são os novos geradores adicionados. Observa-se que principalmente para os geradores 25 e 26, os métodos Nodal, Divisão Proporcional e Zbus alocam as tarifas mais elevadas em relação aos demais geradores de características semelhantes na rede. Mais especificamente para o método Nodal observa-se que as tarifas alocadas para os geradores 25 e 26 são consideravelmente maiores que as tarifas dos geradores 21 e 22 que possuem localização semelhante no sistema.

Para o método Nodal Min-Max, é alocada uma tarifa de valor condizente com os demais geradores que possuem características semelhantes no sistema. Além disso, o valor da tarifa é expressivamente inferior aos picos apresentados pelos demais métodos. Assim, é possível dizer que o método Nodal Min-Max se mostra eficiente em atender o objetivo de fornecer através das tarifas estímulos para a entrada de novos investimentos em geração no sistema, como era desejado.

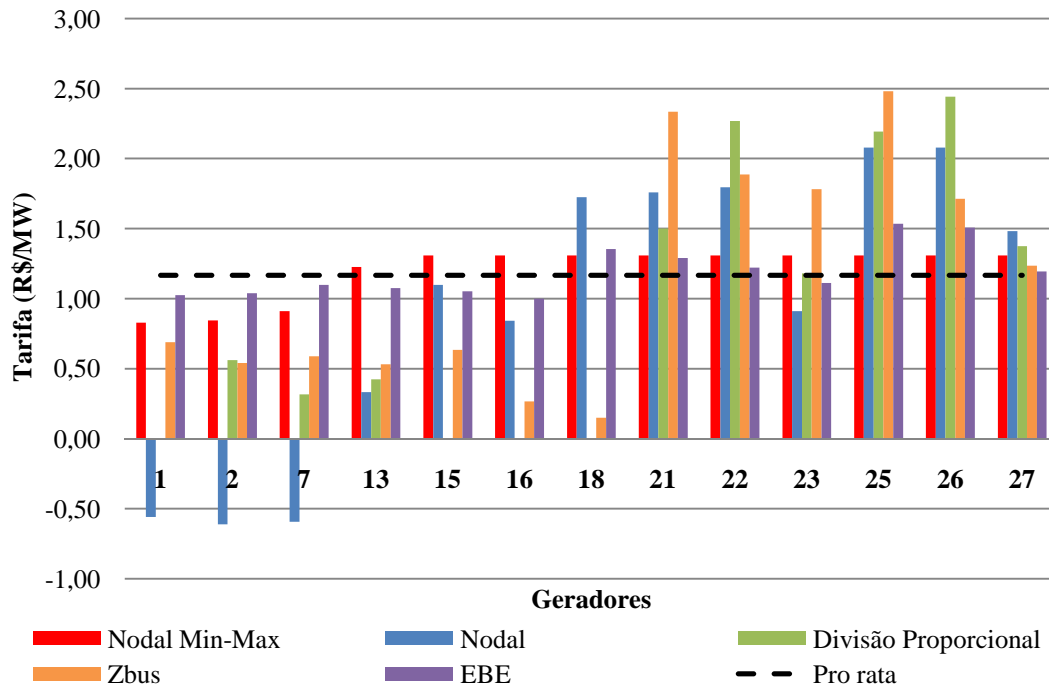


Figura 4.13 - Alocação de tarifas para geradores em todos os métodos – Sistema IEEE 24 barras expandido

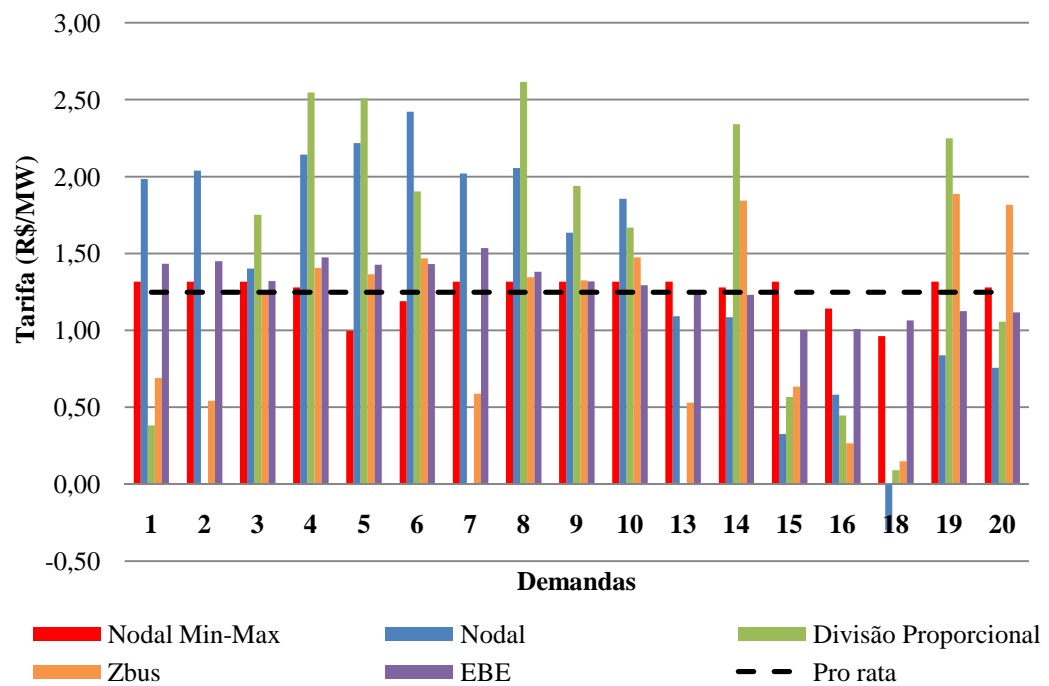


Figura 4.14 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 24 barras expandido

A análise de volatilidade das tarifas será feita analisando a variação da tarifa de cada usuário pertencente ao sistema IEEE 24 barras sem alterações. São comparadas as tarifas para o sistema original e para o sistema expandido, e é exibida a diferença entre as duas alocações para cada agente do sistema. Busca-se encontrar para o método Nodal Min-Max variações reduzidas, e que oscilem em um pequeno intervalo indicando que não há grandes diferenças entre as mudanças provocadas nas tarifas para cada um dos usuários.

Os resultados de variação de tarifa para geradores são apresentados na Figura 4.15.

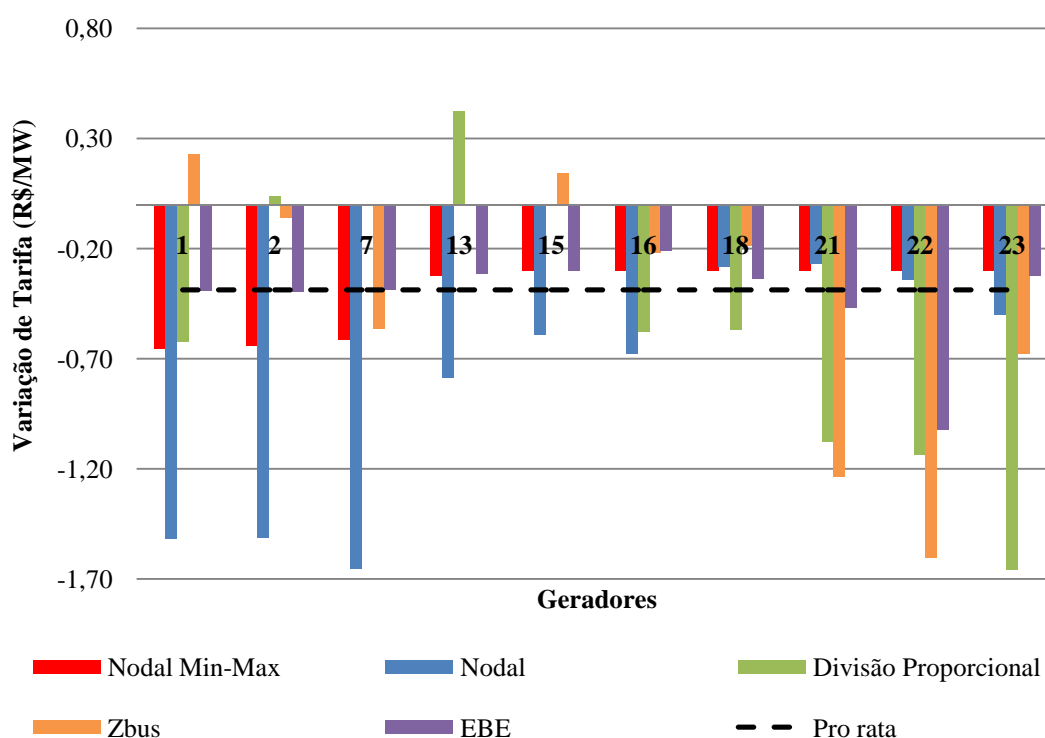


Figura 4.15 - Variação de tarifa para geradores – Sistema IEEE24 barras

É relevante citar que como houve aumento do número de usuários no sistema expandido, o aumento do custo total do sistema não foi suficiente para provocar incrementos de tarifas na maioria dos usuários, por isso a maior parte das variações é negativa.

Na variação para geradores inicialmente comparam-se apenas os resultados referentes ao método Nodal e ao método Nodal Min-Max. As variações fornecidas pelo método Nodal Min-Max se mostram, para a maioria dos geradores, inferiores as variações correspondentes ao método Nodal. Para os usuários em que a

variação é superior (geradores 18 e 21), a diferença entre os resultados dos dois métodos é muito pequena.

É importante observar que para ambos os métodos verificam-se variações semelhantes para usuários que possuem características locais semelhantes. Este fato é relevante porque indica que o método Nodal Min-Max, assim como o Nodal, apresenta consistência na influência locacional nas tarifas quando ocorrem modificações no sistema.

Comparando os resultados de todos os métodos, no quesito intervalo de oscilação das variações, é visto que o método Nodal Min-Max se encontra entre os que distribuem mais uniformemente a variação de custos do sistema. A variação tem maior valor no gerador 1 (-0,66 R\$/MW) e menor para os geradores 15, 16, 18, 21, 22 e 23 (-0,30 R\$/MW). A título de comparação, o método Divisão Proporcional possui maior intervalo de variações com -1,66 R\$/MW para o gerador 23 e 0,42 R\$/MW para o gerador 13. O resultado de variação percentual das tarifas para demandas é apresentado na Figura 4.16.

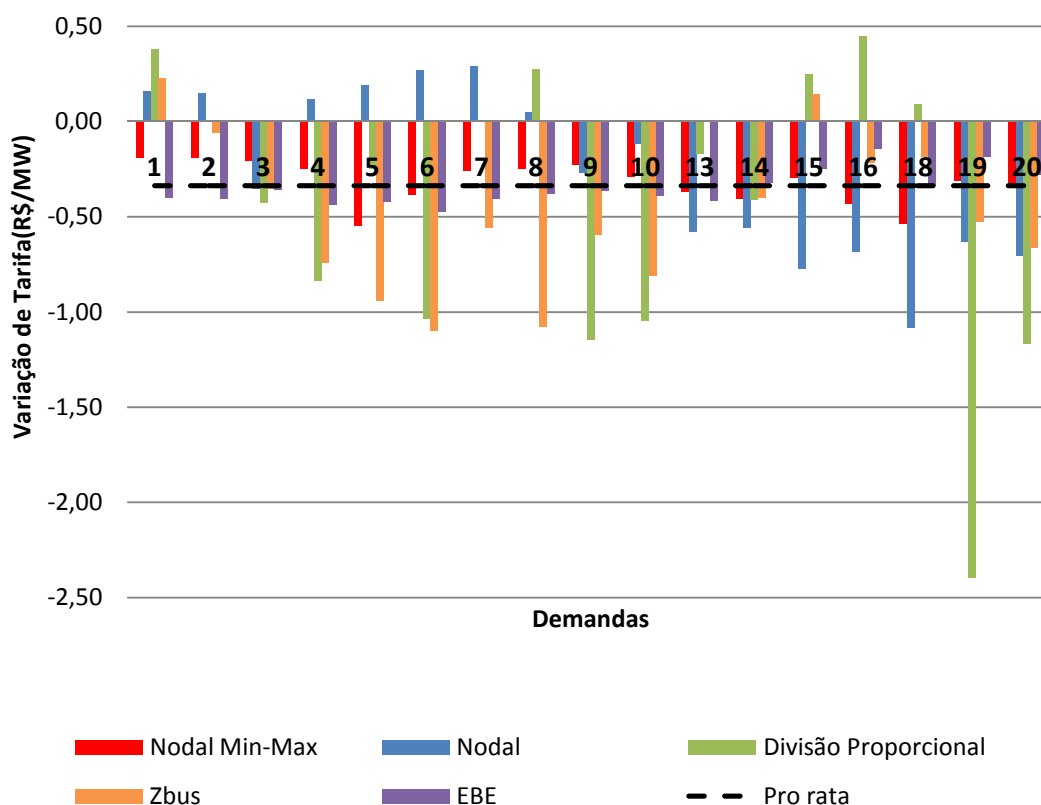


Figura 4.16 - Variação de tarifa para demandas – Sistema IEEE24 barras

As considerações feitas para os resultados da Figura 4.15 se repetem para os resultados referentes às demandas. Para a maioria das demandas a variação do método Nodal Min-Max é inferior a oferecida pelo método Nodal. Novamente, demandas de característica locacional semelhante possuem variações semelhantes de tarifa. Comparando todos os métodos, o método Nodal Min-Max está entre os que apresentam menor oscilação nos resultados (juntamente com os métodos Pro rata e EBE) apresentando variações entre -0,55 e -0,19 R\$/MW. O método que mais apresenta oscilação dos resultados para as demandas é novamente o método Divisão Proporcional, com variações entre -2,40 e 0,45 R\$/MW.

De forma a complementar os resultados apresentados nas Figuras 4.15 e 4.16, na Tabela 4.7 apresentam-se, para todos os métodos, os valores máximos e mínimos de variação percentual das tarifas para geradores e demandas. Como o objetivo é analisar apenas a intensidade da variação, são apresentados valores percentuais absolutos.

Tabela 4.7 - Resultados de análise de volatilidade para todos os usuários – Sistema IEEE 24 barras

	Maior Variação (%)		Menor Variação (%)	
	Gerador	Demanda	Gerador	Demanda
Pro rata	25%	21%	25%	21%
Nodal Min-Max	44%	36%	19%	13%
Nodal	168%	138%	13%	17%
Divisão Proporcional	100%	100%	7%	78%
Zbus	55%	55%	50%	50%
EBE	46%	25%	17%	12%

É interessante observar a variação em medidas percentuais, pois a variação percentual da tarifa corresponde à variação percentual do custo pago pelo usuário correspondente. Dados os resultados da Tabela 4.7, observa-se que o método Nodal Min-Max está entre os que oferecem menor variação percentual, tendo como referência o método Pro rata. Além de maior variação percentual reduzida, o método também está entre os que possuem menor diferença entre a maior e menor variação percentual, para geradores e cargas. Nos dois quesitos apresentados, o método Nodal apresenta o pior desempenho.

Para verificar a manutenção da baixa dispersão do método Nodal Min-Max para o sistema expandido, apresenta-se novamente, na Tabela 4.8, os resultados de desvio padrão, de mínima e máxima tarifa, e média das tarifas para geradores e demandas. A análise das mesmas grandezas para todos os usuários em conjunto é apresentada na Tabela 4.9.

Tabela 4.8 - Resultados de análise de dispersão para geradores e demandas – Sistema IEEE 24 barras

	$\sigma$		Tarifa Máxima (R\$/MW)		Tarifa Mínima (R\$/MW)		Média (R\$/MW)	
	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>
Pro rata	0,00	0,00	1,17	1,25	1,17	1,25	1,17	1,25
Nodal Min-Max	0,19	0,11	1,31	1,32	0,83	0,96	1,20	1,25
Nodal	1,01	0,78	2,08	2,42	-0,61	-0,30	0,95	1,42
Divisão Proporcional	0,93	1,02	2,44	2,61	0,32	0,09	0,94	1,30
Zbus	0,80	0,57	2,48	1,89	0,15	0,15	1,14	1,09
EBE	0,18	0,17	1,53	1,53	1,00	1,00	1,19	1,29

<sup>1</sup> – Gerador

<sup>2</sup> – Demanda

Observando a Tabela 4.8 e a Tabela 4.9, foi mantido o resultado de baixa dispersão para o método Nodal Min-Max, e maior proximidade do mesmo com os resultados do método Pro rata, como esperado.

Tabela 4.9 - Resultados de análise de dispersão para todos os usuários – Sistema IEEE 24 barras

	$\sigma$	Tarifa Máxima (R\$/MW)	Tarifa Mínima (R\$/MW)	Média (R\$/MW)
Pro rata	0,04	1,25	1,17	1,21
Nodal Min-Max	0,15	1,32	0,83	1,23
Nodal	0,90	2,42	-0,61	1,22
Divisão Proporcional	0,98	2,61	0,09	1,14
Zbus	0,67	2,48	0,15	1,11
EBE	0,18	1,53	1,00	1,25



Analisados os resultados para geradores e demandas, conclui-se que o método Nodal Min-Max comparado ao método Nodal, se mostrou eficiente em fornecer tarifas de volatilidade reduzida para modificações na rede. Além disso, proporcionou uma distribuição mais uniforme da variação do custo total do sistema entre os usuários.

#### **4.4**

### **Sistema IEEE 118 Barras**

O sistema IEEE 118 barras [24], apresentado na Figura 4.17 é utilizado nesta seção para observar o comportamento do método proposto para sistemas de maior porte.

Os testes de análise relacionados à dispersão e volatilidade, feitos para sistema de 24 barras nas seções anteriores, são repetidos para o sistema de 118 barras. Todos os métodos apresentados no Capítulo 2 são utilizados e seus resultados avaliados em relação à dispersão. Posteriormente, são inseridos ao sistema novos geradores, simulando uma situação de expansão da rede, e os resultados de alocação de alocação de tarifas avaliados na questão de volatilidade.

O tempo médio de execução computacional do método Nodal Min-Max para o sistema IEEE 118 barras é de 76 segundos.

#### **4.4.1**

### **Análise de Dispersão**

Para esta simulação, o sistema em análise consiste no sistema da Figura 4.17 sem as alterações indicadas em vermelho. É realizada a alocação de tarifas para os geradores e demandas através dos métodos Nodal Min-Max, Nodal, método baseado no Princípio da Divisão Proporcional, Zbus e EBE. Devido ao grande número de demandas, a apresentação dos resultados de alocação de tarifas pelo uso do sistema de transmissão para as demandas é dividida nas Figuras 4.18 e 4.19. Na Figura 4.20 são apresentados os resultados de tarifas para os geradores.

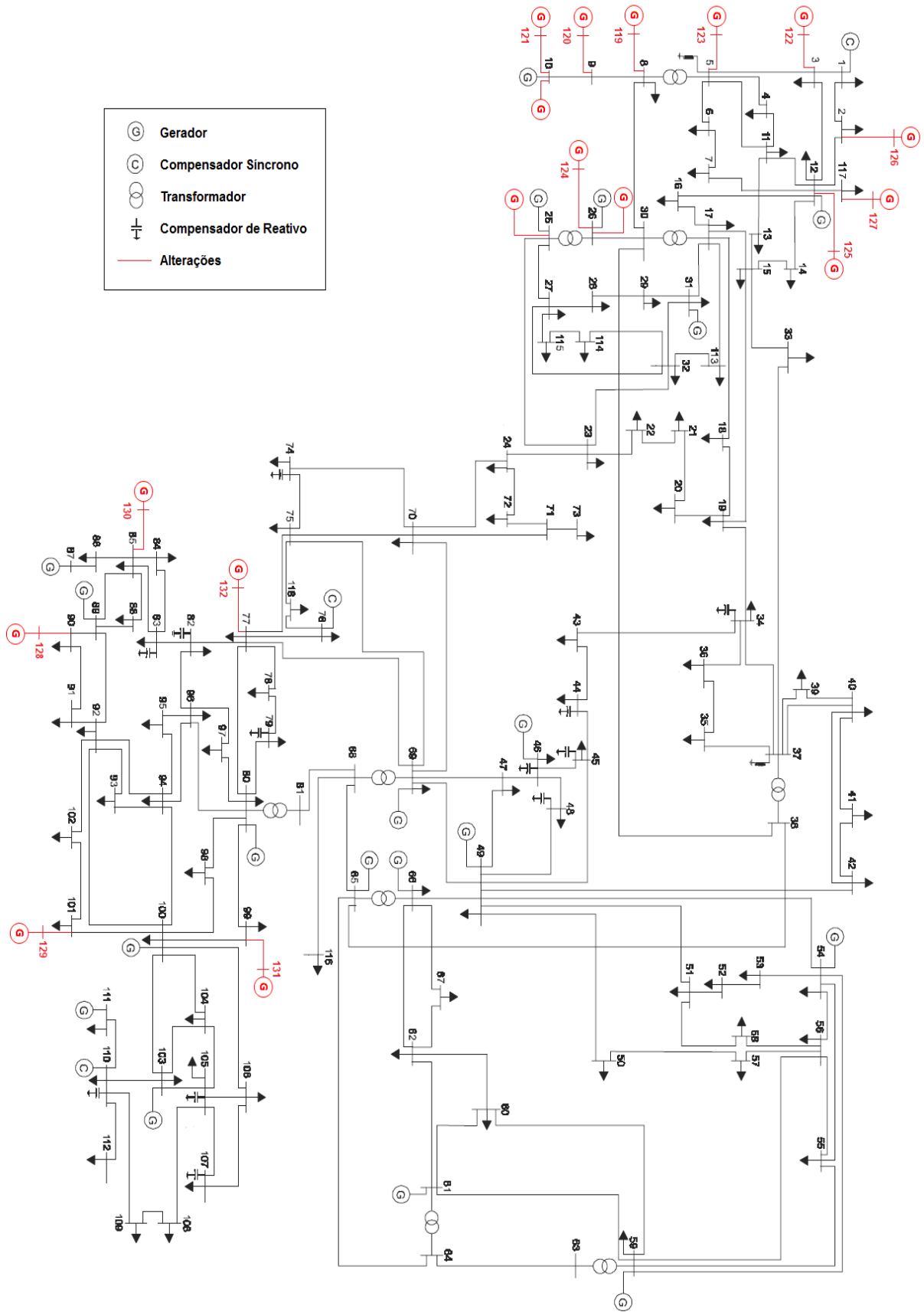


Figura 4.17 - Sistema IEEE 118 barras

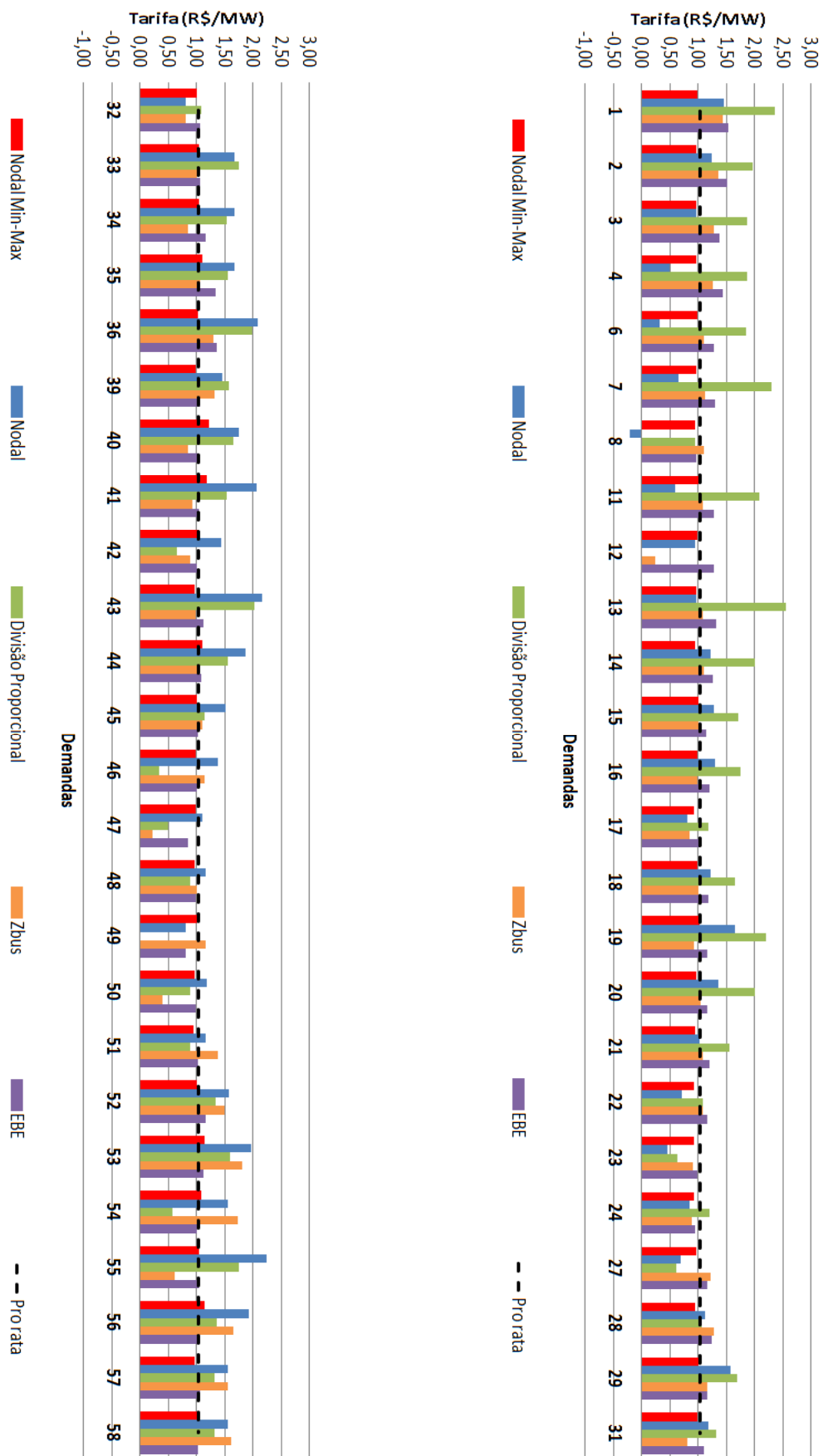


Figura 4.18 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras

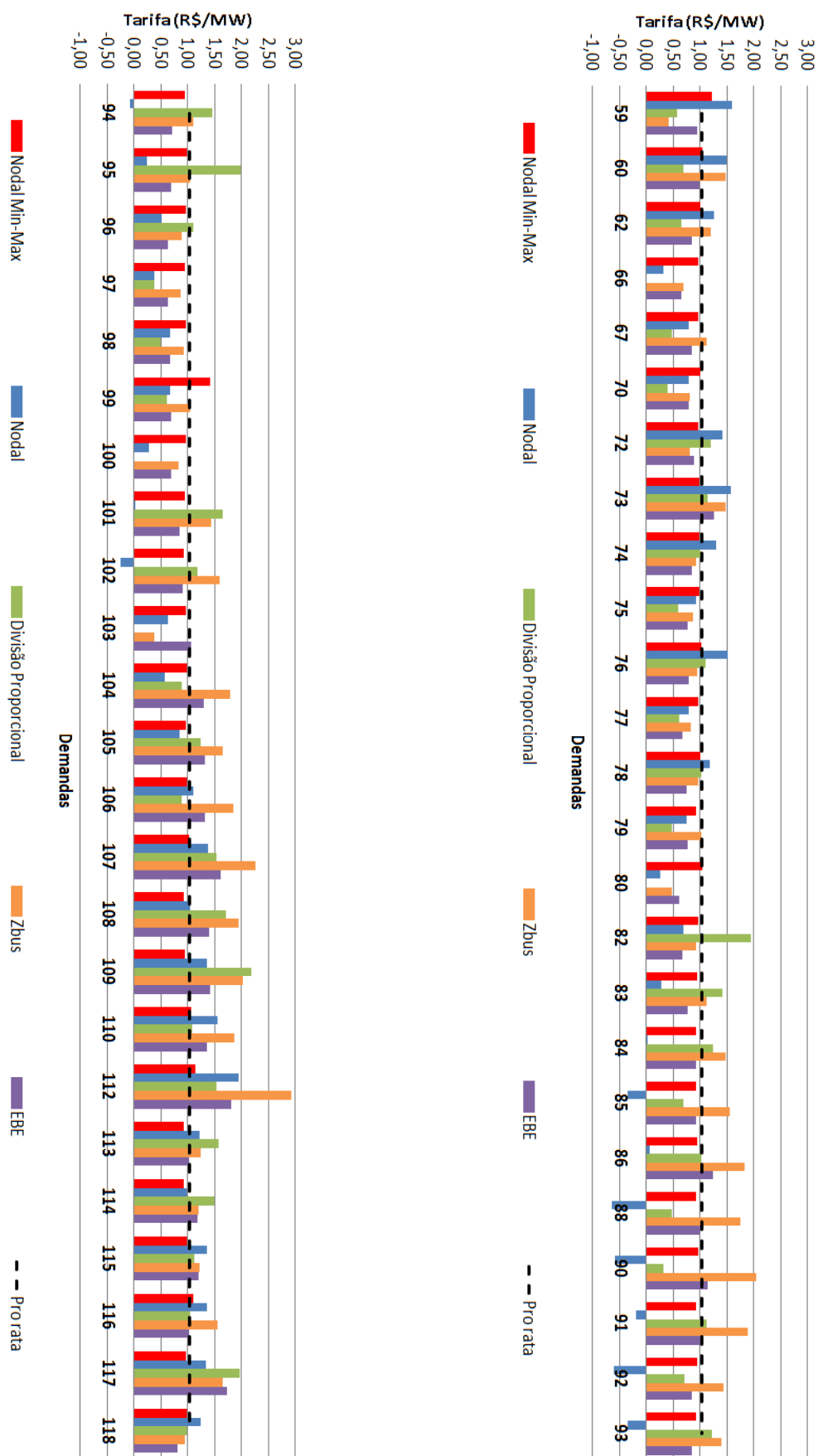


Figura 4.19 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras

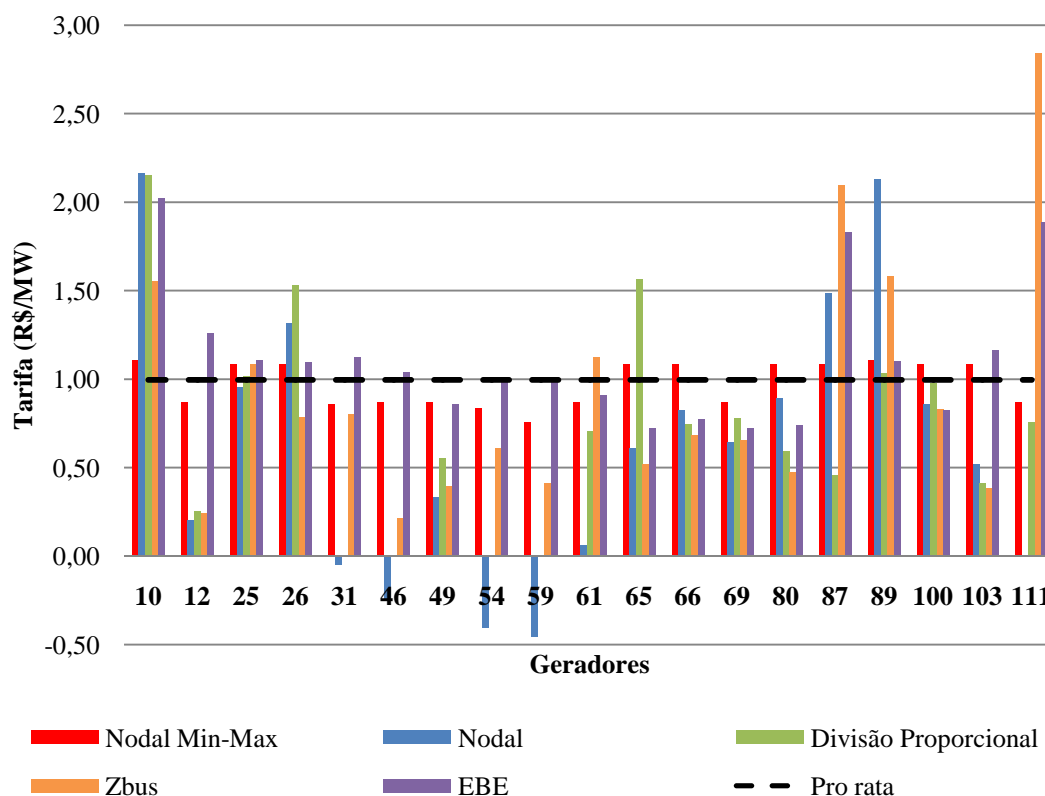


Figura 4.20 - Alocação de tarifas para geradores em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras

Como ocorrido para os testes anteriores, nota-se visualmente a dispersão reduzida das tarifas fornecidas pelo método Nodal Min-Max, tanto para geradores como para demandas. Para comprovar este fato, a análise da dispersão presente nos resultados de cada um dos métodos é feita através das medidas de desvio padrão, tarifas máxima e mínima e média das tarifas conforme apresentado em simulações anteriores. Os resultados apresentados na Tabela 4.10 correspondem à análise de geradores e demandas separadamente, e na Tabela 4.11 para todos os usuários do sistema em conjunto.

Dos resultados apresentados observa-se que o método Nodal Min-Max, a menos do método Pro rata (referência de baixa dispersão), é aquele que apresenta menor diferença entre a tarifa máxima e mínima, tanto para geradores como para demandas. Conseqüentemente o método apresenta os menores resultados de desvio padrão para geradores e demandas.

Tabela 4.10 - Resultados de análise de dispersão para geradores e demandas – Sistema IEEE 118 barras

	$\sigma$		Tarifa Máxima (R\$/MW)		Tarifa Mínima (R\$/MW)		Média (R\$/MW)	
	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>
Pro rata	0,00	0,00	1,00	1,03	1,00	1,03	1,00	1,03
Nodal Min-Max	0,12	0,08	1,11	1,42	0,76	0,92	0,97	1,00
Nodal	0,76	0,66	2,16	2,24	-0,45	-0,65	0,62	0,99
Divisão Proporcional	0,59	0,60	2,15	2,55	0,25	0,32	0,71	1,20
Zbus	0,68	0,44	2,84	2,92	0,21	0,21	0,91	1,20
EBE	0,39	0,25	2,02	2,81	0,72	0,61	1,11	1,06

<sup>1</sup> – Gerador

<sup>2</sup> – Demanda

Tabela 4.11 - Resultados de análise de dispersão para todos os usuários – Sistema IEEE 118 barras

	$\sigma$	Tarifa Máxima (R\$/MW)	Tarifa Mínima (R\$/MW)	Média (R\$/MW)
Pro rata	0,01	1,03	1,00	1,02
Nodal Min-Max	0,09	1,42	0,76	0,99
Nodal	0,69	2,24	-0,65	0,93
Divisão Proporcional	0,63	2,55	0,25	1,12
Zbus	0,49	2,92	0,21	1,15
EBE	0,28	2,02	0,61	1,07

Como esperado, quando são avaliados todos os usuários em conjunto, o bom desempenho do método Nodal Min-Max em relação à baixa dispersão é mantido. Excluindo os valores de referência do método Pro rata, o método apresenta a menor diferença entre maior e menor tarifa, e menor desvio padrão.

Com isso, comprova-se a consistência do resultado de baixa dispersão entre as tarifas fornecidas pelo método Nodal Min-Max para diferentes tipos de sistemas de transmissão.

### 4.4.2 Análise de Volatilidade

Para analisar a volatilidade das tarifas para o sistema de 118 barras, foi simulada uma situação de expansão da rede com a inserção de 14 novos geradores no sistema, através de novas barras (119 a 132) e de incremento de potência em barras existentes, conforme mostrado nas alterações em vermelho indicadas na Figura 4.17. A inserção destes geradores foi feita priorizando as localizações para as quais o método Nodal fornecia as maiores tarifas locais. Desta forma são criados novos usuários candidatos a receber os picos de tarifa citados no Capítulo 1. Os dados completos das modificações do sistema relativas à simulação de expansão são apresentados no Apêndice B.

Na Figura 4.21 são apresentados os resultados de tarifa para os geradores presentes no sistema original, ou seja, antes de ser expandido. As tarifas para as demandas são apresentadas nas Figuras 4.22 e 4.23. Devido ao grande volume de resultados, as tarifas referentes aos novos geradores em novas barras inseridas no sistema, que serão analisadas com mais detalhes, são apresentadas separadamente na Figura 4.24.

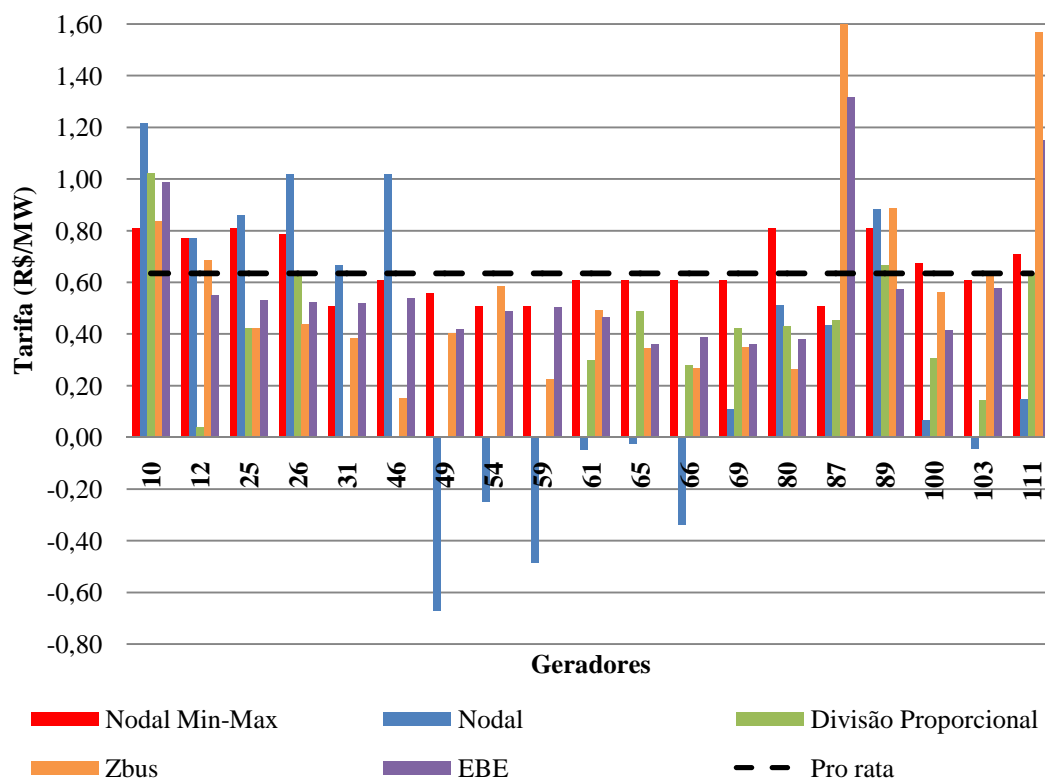


Figura 4.21 - Alocação de tarifas para geradores em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras expandido

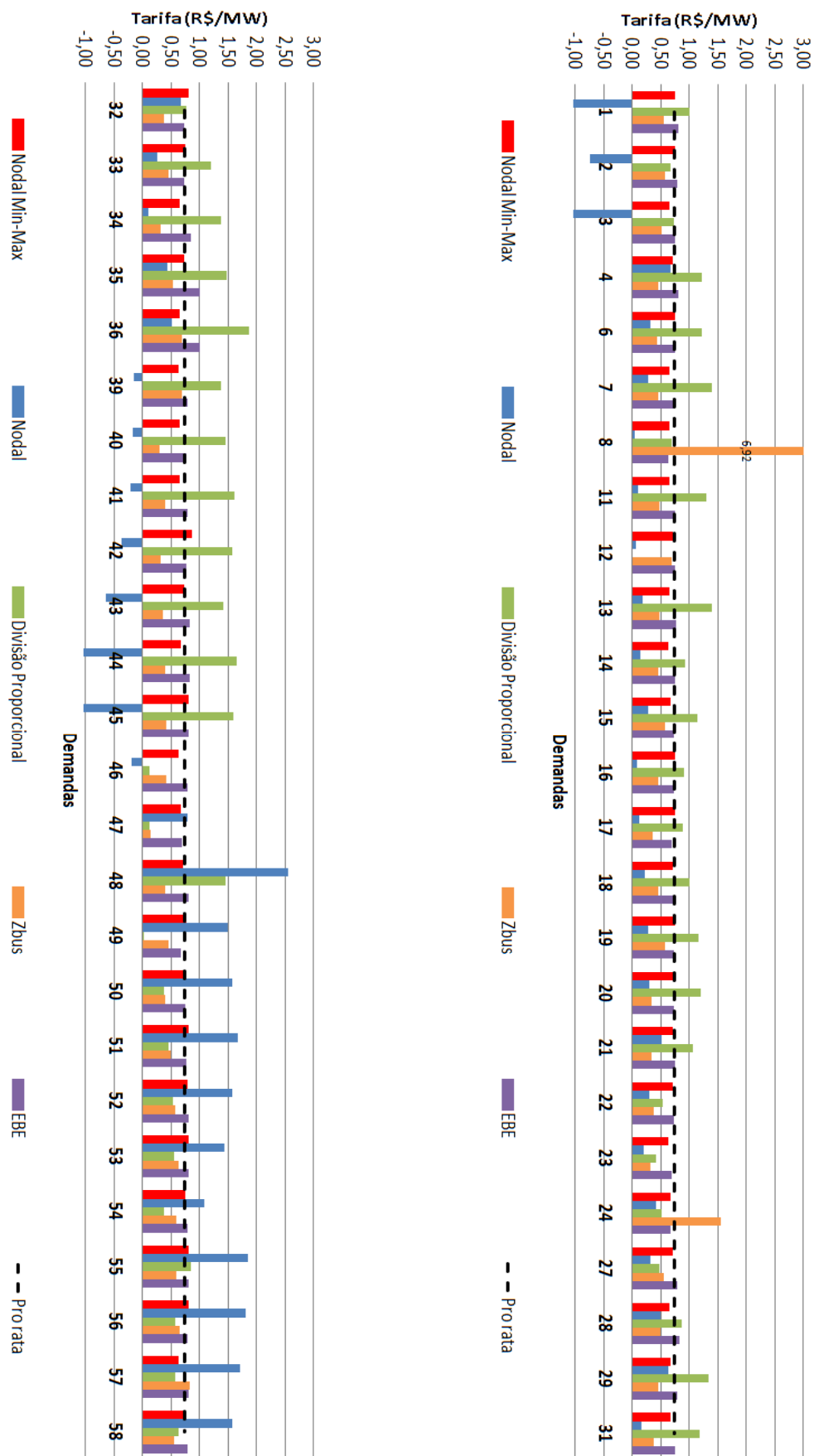


Figura 4.22 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras expandido



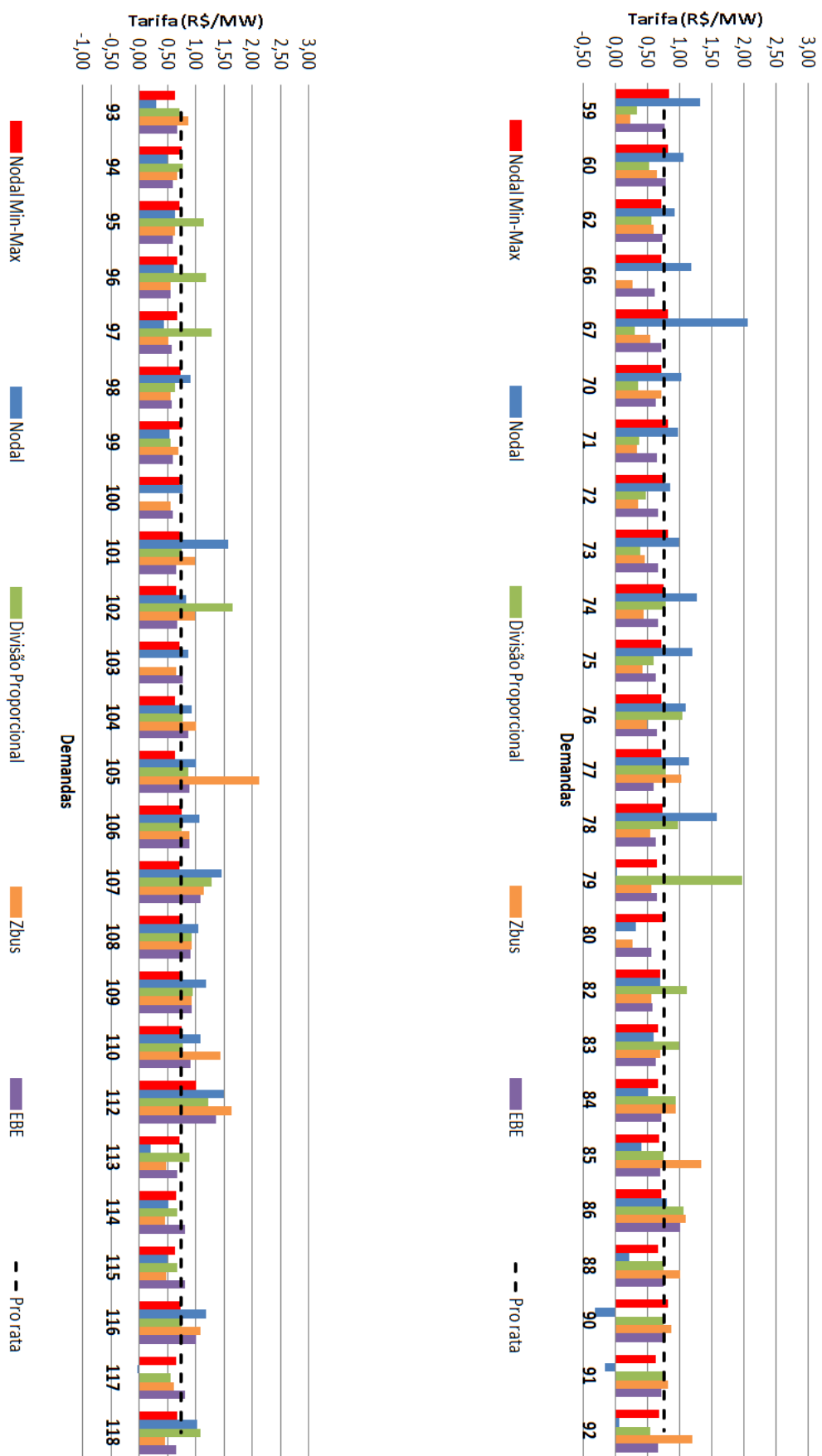


Figura 4.23 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras expandido

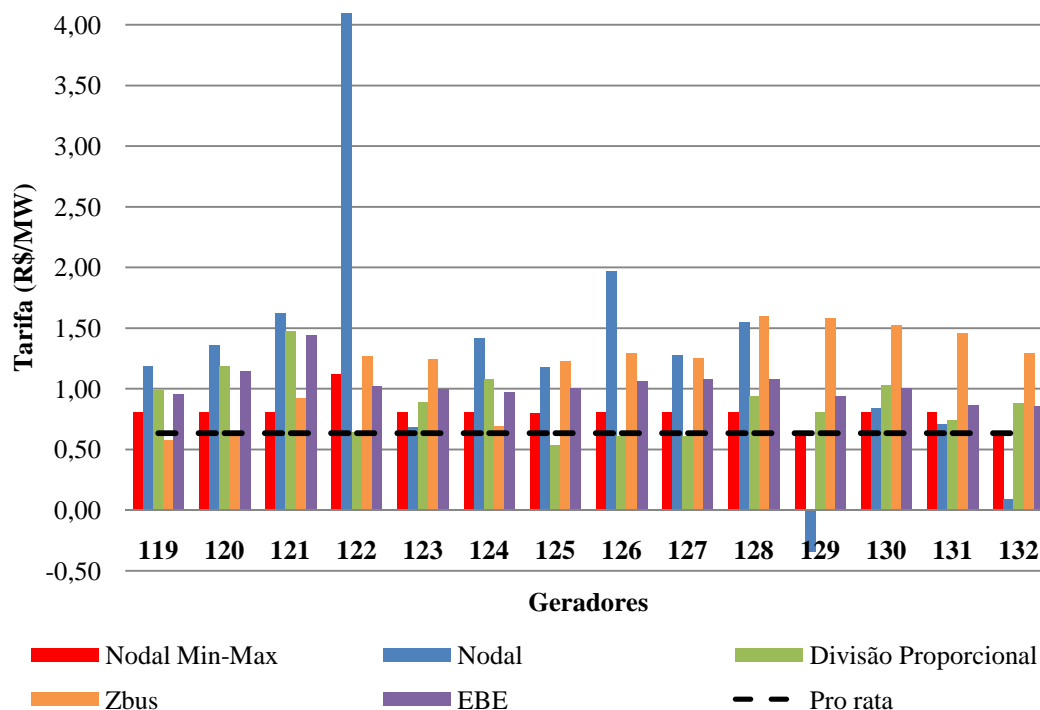


Figura 4.24 - Alocação de tarifas para novos geradores – Sistema IEEE 118 barras expandido

Inicialmente comparam-se os métodos Nodal e Nodal Min-Max. Destacam-se as tarifas alocadas para o gerador 122. O método Nodal reflete a situação descrita no Capítulo 1, que consiste em umas das motivações deste trabalho. O gerador em questão recebe uma tarifa muito superior as demais tarifas alocadas como pode ser comparado com os resultados nas Figuras 4.21, 4.22 e 4.23. Destaca-se também que gerador 122 possui elevação excessiva quando comparado a geradores de localização relativamente próxima, como pode ser consultado na Figura 4.17. Para este mesmo usuário, o método Nodal Min-Max aloca uma tarifa inferior e mais condizente com os demais resultados de alocação de custos. Ressalta-se que muito embora o método Nodal Min-Max forneça uma tarifa reduzida, ela ainda reflete a má localização do gerador 122 no sistema, uma vez que a tarifa alocada é superior as demais. Entretanto, as conseqüências da má localização são atenuadas, incentivando assim o investimento do novo gerador no sistema.

Comparando os demais usuários e demais métodos, observa-se que no geral o método Nodal Min-Max oferece tarifa inferior ao maior valor alocado dentre os

demais métodos, acusando o alcance do objetivo de reduzir os picos de tarifas para os novos geradores do sistema.

Para esta simulação de expansão, são apresentados os resultados de variação percentual das tarifas que permitem concluir qual dos métodos é menos volátil. São comparados os resultados de tarifa dos usuários do sistema de 118 barras sem alterações, com os resultados obtidos após a expansão do sistema. Na Tabela 4.12 são apresentados os resultados acerca da variação percentual das tarifas em valor absoluto.

Tabela 4.12 - Resultados de análise de volatilidade para todos os usuários – Sistema IEEE 118 barras expandido

	Maior Variação (%)		Menor Variação (%)	
	Gerador	Demanda	Gerador	Demanda
Pro rata	36%	27%	36%	27%
Nodal Min-Max	53%	47%	11%	12%
Nodal	>1000%	>1000%	7%	1%
Divisão Proporcional	100%	307%	16%	1%
Zbus	184%	533%	3%	3%
EBE	56%	47%	28%	3%

Observando primeiramente as maiores variações percentuais, para geradores e demandas, o método Nodal Min-Max permanece entre os que apresentam melhor desempenho em baixa volatilidade, ou seja, resultados próximos ao método Pro rata. Destaca-se o método Nodal como o que apresentou maior variação percentual de tarifa. Em relação à diferença entre maior e menor variação, para geradores e demandas, o método Nodal Min-Max (juntamente com o método EBE) apresenta menores intervalos que contem as variações percentuais. Conforme dito em análises anteriores, este é um ponto positivo, pois indica uma distribuição mais equilibrada de custos do sistema entre seus usuários.

Finalizando esta seção, são apresentados resultados relativos à avaliação de dispersão das tarifas de forma a verificar a manutenção da baixa dispersão do método Nodal Min-Max para o sistema de 118 barras expandido. Na Tabela 4.13 é apresentada a análise de dispersão para geradores e demandas, e na Tabela 4.14 para todos os usuários em conjunto.

Tabela 4.13 - Resultados de análise de dispersão para geradores e demandas – Sistema IEEE 118 barras expandido

	$\sigma$		Tarifa Máxima (R\$/MW)		Tarifa Mínima (R\$/MW)		Média (R\$/MW)	
	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>	Ger <sup>1</sup>	Dem <sup>2</sup>
Pro rata	0,00	0,00	0,64	0,75	0,64	0,75	0,64	0,75
Nodal Min-Max	0,14	0,06	1,12	1,01	0,51	0,62	0,72	0,71
Nodal	0,91	0,83	4,09	2,55	-0,67	-2,86	0,71	0,57
Divisão Proporcional	0,39	0,40	1,48	1,96	0,04	0,01	0,57	0,90
Zbus	0,48	0,71	1,65	6,92	0,15	0,15	0,84	0,69
EBE	0,32	0,12	1,44	1,36	0,36	0,56	0,77	0,75

<sup>1</sup> – Gerador

<sup>2</sup> – Demanda

Tabela 4.14 - Resultados de análise de dispersão para todos os usuários – Sistema IEEE 118 barras expandido

	$\sigma$	Tarifa Máxima (R\$/MW)	Tarifa Mínima (R\$/MW)	Média (R\$/MW)
Pro rata	0,05	0,75	0,64	0,72
Nodal Min-Max	0,09	1,12	0,51	0,72
Nodal	0,85	4,09	-2,86	0,60
Divisão Proporcional	0,44	1,96	0,01	0,78
Zbus	0,66	6,92	0,15	0,73
EBE	0,19	1,44	0,36	0,76

Como esperado, o método Nodal Min-Max mantém sua característica de baixa dispersão tanto para geradores e demandas analisados em separado, como para a análise de todos os usuários do sistema em conjunto.

Desta forma, conclui-se que no sistema IEEE 118 barras o método Nodal Min-Max se mostrou eficiente na apresentação de tarifas pouco dispersas, com destaque para a redução de picos de tarifa de novos geradores, no caso de expansão da rede. O método também é eficiente no fornecimento de tarifas de baixa volatilidade (tendo como referência a volatilidade do método Pro rata) para alterações no sistema de transmissão.

## 4.5 Conclusão dos Resultados

Apresentadas todas as simulações realizadas para o método proposto neste trabalho, é possível afirmar que foram alcançados os objetivos de redução de dispersão e volatilidade das tarifas para diferentes tipos de sistema. Também foi mostrado que a meta de redução de dispersão das tarifas é eficiente em eliminar os picos de tarifa para novos investidores em geração no sistema.

O método Nodal Min-Max apresenta ainda alternativas para análise dos valores de tarifa alocados através do traçado de potência pela rede para pares gerador-demanda, ou para um único usuário em específico.

Desta forma, se tem um método eficiente na resolução dos problemas propostos, de fácil implementação e capaz de fornecer uma solução otimizada com baixo esforço computacional.