



**XXII SNTPEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GPL/24  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GPL**

**APLICAÇÃO DO GUIA DE PROCEDIMENTOS NA DEFINIÇÃO DO PONTO DE ACESSO DE CONSUMIDORES LIVRES E AUTOPRODUTORES À REDE BÁSICA DO SIN, COM BASE NO DECRETO 5.597/2005.**

**Paulo Antônio G. Monteiro(\*)**  
**MME**

**José Antônio F. Marsiglio**  
**MME**

**Giacomo Perrotta**  
**MME**

**Guilherme Z. Rosa**  
**MME**

**RESUMO**

Esse artigo visa avaliar os impactos decorrentes da adoção da metodologia proposta no “Guia de Procedimentos” desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), para a condução dos processos relativos aos estudos de acesso de consumidores livres e autoprodutores à Rede Básica do SIN, mais precisamente os desenvolvidos entre os anos de 2010 e 2012. O principal ponto dessa metodologia consiste em se considerar os investimentos até o nível de tensão comum das alternativas de acesso. Os resultados confirmam as expectativas do MME de que a adoção da nova metodologia não impedirá o acesso desses agentes à Rede Básica.

**PALAVRAS-CHAVE**

Decreto 5.597/2005, Mínimo Custo Global, Consumidores Livres, Autoprodutores, Acesso à Rede Básica

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Com a reforma do Setor Elétrico Brasileiro, seguindo o padrão de alguns países desenvolvidos, foi introduzido, com a edição das Leis 9.074/95 e 9.648/98, o livre acesso às redes de transmissão e de distribuição mediante o ressarcimento dos custos envolvidos com a conexão por parte dos agentes acessantes. A criação desse instrumento permitiu o desenvolvimento de um ambiente competitivo para os usuários do sistema, inicialmente nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica.

Todavia, o acesso dos consumidores livres e autoprodutores às redes de transmissão que estão fora do âmbito da distribuição, ou seja, pertencentes à Rede Básica, só foi regulamentado com a edição do Decreto nº 5.597, de 28 de novembro de 2005. O referido Decreto exige que a conexão à Rede Básica por parte desses agentes obedeça ao critério de Mínimo Custo Global para o sistema elétrico.

Visando à minimização do custo global de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), esse Decreto permitiu a definição do ponto de conexão na Rede Básica de novas cargas ou o remanejamento do ponto de conexão de cargas existentes que deixam de ser atendidas pelas redes de distribuição e passam a ser atendidas pela Rede Básica do SIN.

A definição desses novos pontos de conexão se dá por meio da elaboração de um relatório de Estudo de Mínimo Custo Global (EMCG), realizado sob a responsabilidade dos consumidores que pleiteiam o acesso à Rede Básica. Esse relatório deve propor um conjunto de alternativas de acesso, apresentar os resultados das análises dessas alternativas e eleger a que mais contribui para a minimização do custo global de operação do Sistema Interligado Nacional. Como alternativa de mínimo custo global, entende-se uma alternativa cujo somatório do valor presente dos custos dos investimentos, associados à interligação da carga e eventuais reforços nas redes, ao valor presente dos custos associados às perdas elétricas decorrentes da conexão da carga na forma da alternativa proposta,

(\*) Esplanada dos Ministérios, Bloco U – sala 544 – CEP 70065-900 Brasília, DF – Brasil  
Tel: (+55 61) 2032-5358 – Fax: (+55 61) 2032-5067 – Email: paulo.monteiro@mme.gov.br

resulte em um menor valor econômico, considerando todas as alternativas analisadas no estudo.

Esse entendimento está em consonância com o que está estabelecido no parágrafo único do art. 7º da Resolução Normativa ANEEL nº 281/1999, cuja redação foi dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 312/2008, e estabelece que a avaliação técnica do acesso aos sistemas de transmissão deverá observar o critério de mínimo custo global, segundo o qual é escolhida a alternativa tecnicamente equivalente de menor custo de investimentos, considerando as instalações de conexão de responsabilidade do acessante, os reforços, as ampliações; e os custos decorrentes das perdas elétricas do sistema.

Cabe ao MME conduzir, instrumentar e analisar todo o processo relativo ao acesso à Rede Básica de consumidores potencialmente, parcialmente ou totalmente livres e dos autoprodutores de energia elétrica. Esse processo é constituído tomando-se como base o relatório elaborado pelo consumidor, tendo como resultado final a definição da alternativa de conexão que se enquadra no critério de Mínimo Custo Global, podendo a análise resultar em uma conexão em nível de tensão de distribuição ou de transmissão. Caso o MME concorde com os resultados apresentados pelo empreendedor, esse órgão publica uma portaria reconhecendo a alternativa de mínimo custo para o acesso desse consumidor à Rede Básica.

Visando orientar esse processo, o MME elaborou, no segundo semestre de 2010, o Guia de Procedimentos para Acesso ao Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica e Conexão à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. Essa primeira versão foi discutida externamente, contando com a participação tanto de agentes do setor público, tais como: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); quanto de associações de agentes regulados do setor elétrico: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) e Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE), entre outros.

Em dezembro do mesmo ano, uma nova versão do Guia de Procedimentos foi publicada para consulta pública, recebendo contribuições de diversos agentes. O MME avaliou todas as contribuições consolidando um novo documento que, até o momento, não foi publicado. Entretanto, desde 2010, o MME vem conduzindo os processos desse tipo seguindo parte dos procedimentos estabelecidos por essa versão do Guia.

O Guia de Procedimentos está em vias de ser publicado por portaria ministerial. A partir de sua publicação, a metodologia proposta no documento será integralmente colocada em prática. O principal ponto dessa nova metodologia se trata da contabilização econômica dos investimentos associados a cada alternativa. Serão contabilizadas todas as obras necessárias à conexão da planta do consumidor ao sistema elétrico, considerando os investimentos a serem realizados até o nível de tensão comum entre as alternativas, custeando inclusive a transformação necessária nas instalações de uso exclusivo do consumidor. A atual metodologia considera a contabilização dos investimentos das alternativas somente até o barramento de alta tensão das subestações de uso exclusivo dos consumidores.

O presente artigo tem por objetivo apresentar um comparativo entre a adoção da nova metodologia e da metodologia atualmente considerada nos processos de acesso de consumidores livres e autoprodutores. Para isso, realizou-se um estudo de sensibilidade de forma a se avaliar qual seria o impacto decorrente da aplicação da nova metodologia em processos pretéritos, analisados no período de 2010 a 2012, cuja instrução ocorreu com base na metodologia ainda em vigor.

Os resultados obtidos permitem avaliar os impactos que a adoção dessa nova metodologia proposta pelo Guia de Procedimentos ocasionaria na definição da alternativa de conexão dos empreendimentos que pleitearam acesso ao MME nos últimos três anos.

O artigo está estruturado da seguinte forma: a seção 2.0 apresenta os principais problemas da metodologia atualmente em vigor; a seção 3.0 refere-se ao estudo de caso propriamente dito e discussão dos resultados obtidos; por fim, a seção 4.0 conclui o artigo.

## 2.0 - PRINCIPAIS PROBLEMAS DA METODOLOGIA EM VIGOR

O Decreto nº 5.597/2005, ao estabelecer que a portaria ministerial necessária à autorização do acesso do consumidor livre à Rede Básica deverá estar fundamentada em parecer que levará em conta o critério de mínimo custo global de interligação e reforços nas redes, bem como a compatibilidade com planejamento do setor elétrico para um mínimo de cinco anos, referiu-se tanto às instalações integrantes do sistema de transmissão, capazes de impactar diretamente todo o universo de usuários do sistema, quanto às instalações internas do acessante, cujos custos de implantação, operação e manutenção, inicialmente de exclusiva responsabilidade do acessante, são transferidos (a parte de uso comum) para os agentes de transmissão, quando do acesso de um segundo consumidor ou agente, conforme estabelecido no caput e no parágrafo 3º do art. 5º do Decreto 5.597/2005.

E conforme consta no inciso IV, parágrafo 1º do mesmo artigo, a remuneração do agente de transmissão que incorporar a rede de transmissão de uso comum deverá ser regulamentada, sendo que esta remuneração, a ser

paga via tarifa de transmissão, cobrirá os custos de operação e manutenção dessas instalações. Nesse sentido, tem-se que as instalações internas de um acessante, apesar de em um primeiro momento não impactarem os demais usuários do sistema de transmissão, quando da entrada de um segundo acessante, serão incorporadas à Rede Básica, sendo os custos de operação e manutenção a elas associados remunerados via tarifa subsidiada por todos os usuários do sistema de transmissão.

Raciocínio semelhante se aplica quando as instalações de uso exclusivo possuem nível de tensão inferior a 230 kV. Essas instalações, apesar de não serem incorporadas pela Rede Básica quando da entrada de um segundo acessante, são incorporadas ao sistema de distribuição da concessionária detentora da concessão local, a qual será também remunerada pela tarifa de distribuição, conforme estabelecida na Resolução Normativa ANEEL nº 68/2004.

Outro ponto que deve ser lembrado é o incremento das perdas elétricas globais de um sistema elétrico decorrente das instalações de uso exclusivo de consumidores livres e autoprodutores. O nível de tensão e o comprimento das linhas de transmissão de uso exclusivo, bem como a grandeza das cargas conectadas, são fundamentais pra se determinar o montante de perdas associadas a cada alternativa de conexão de um consumidor à Rede Básica do SIN. Sendo assim, torna-se obrigatória a contabilização econômica das perdas referentes a essas instalações nos Estudos de Mínimo Custo Global.

Todavia, a atual metodologia, ao impor que a contabilização dos investimentos das alternativas deve ser considerada somente até o barramento de alta tensão das subestações de uso exclusivo dos consumidores, esquece-se do fato de que, independentemente de quais investimentos são incluídos na análise, as perdas decorrentes das instalações internas são sempre consideradas, pois essas instalações são modeladas na base de dados de fluxo de potência do estudo. Ou seja, ao se considerar o binômio Investimentos + Perdas, o fato de, para o primeiro elemento, não se considerarem as instalações internas e o para o segundo elemento sim, gera uma contradição na medida em que as análises não estão sendo realizadas isonomicamente para esses dois elementos.

Um outro ponto que convém destacar é que a metodologia atual não trata igualmente os quatro tipos básicos de alternativas de conexão. A figuras a seguir ilustram esses quatro tipos básicos, conforme a atual metodologia, de conexão de uma carga à Rede Básica do SIN ou ao sistema de distribuição. Assume-se que a tensão de alimentação da planta do consumidor é a mesma designada pela sigla BT (baixa tensão).

A Figura 1 – (a) ilustra uma alternativa de conexão de Rede Básica com rebaixamento para o nível de distribuição na adjacência da subestação de Rede Básica, e alimentação da carga via linha de transmissão radial de baixa tensão.

A Figura 1 – (b) ilustra uma alternativa de conexão ao sistema de distribuição, sem rebaixamento, pois a conexão já se dá no mesmo nível de tensão da planta.

A Figura 1 – (c) ilustra uma alternativa de conexão à Rede Básica, através da conexão radial via linha de transmissão com mesmo nível de tensão de Rede Básica.

Finalmente, a Figura 1 – (d) ilustra uma alternativa de seccionamento de uma linha de transmissão de Rede Básica e construção de uma nova subestação de Rede Básica seccionadora na planta do consumidor.



FIGURA 1 - (a)



FIGURA 1 - (b)



FIGURA 1 - (c)

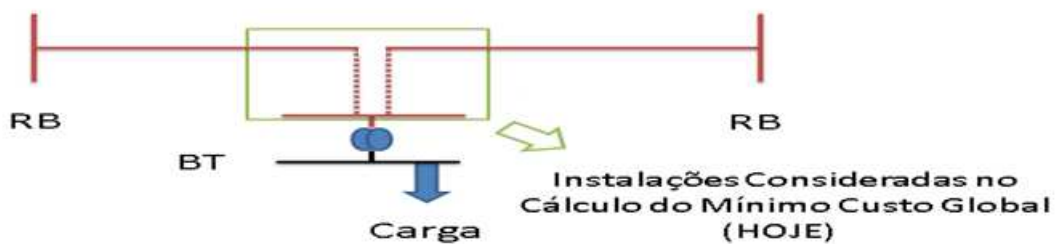


FIGURA 1 - (d)

Depreende-se das figuras anteriores que duas alternativas envolvem o custeamento das instalações até o nível da tensão de alimentação da planta e duas alternativas não consideram o custeamento dessas instalações. Como a tensão de alimentação da planta do consumidor é de baixa tensão (BT), conclui-se que essas duas últimas alternativas não estão sendo representadas em sua totalidade, pois os transformadores com secundário na tensão de alimentação da planta não são considerados no cálculo de mínimo custo global. Já as duas primeiras alternativas estão representadas em sua totalidade, pois consideram os investimentos até a tensão de alimentação das cargas. Destarte, da forma como está a metodologia atual, não existe uma equivalência econômica entre as alternativas, pois enquanto algumas consideram os investimentos até o nível da tensão de alimentação da carga, outras não os consideram dessa forma.

Nesse sentido, a nova metodologia do Guia de Procedimentos ao porpor a inclusão, nos Estudos de Mínimo Custo Global – EMCG, da transformação com secundário no nível de tensão de alimentação da planta e demais equipamentos associados, busca alcançar um equilíbrio econômico no custeamento das alternativas. Essa nova metodologia é semelhante à que já é adotada nos estudos de planejamento da expansão da transmissão elaborados pela EPE, os quais consideram o custeamento econômico até as instalações de baixa tensão, adentrando no âmbito dos sistemas de distribuição.

A metodologia atualmente adotada de não se considerar o nível de tensão comum já resultou na indicação inadequada do acesso de consumidores em nível de tensão superior ao necessário para a alimentação de suas cargas, onerando-os com um nível de investimentos acima do necessário. Ou seja, consumidores com montantes de carga "compatíveis"<sup>1</sup> com o 230 kV, por exemplo, obtiveram portaria de acesso no 500 kV e tiveram,

<sup>1</sup> Entende-se por cargas compatíveis com determinado nível de tensão, quando a potência ativa associada a essas cargas for compatível com a potência natural das linhas de transmissão que as alimentam. Esse entendimento torna-se mais claro quando a

consequentemente, que reavaliar seus programas de investimentos. Em outros casos, o consumidor optou por não assumir o maior nível de investimentos e desistiu de pleitear acesso à Rede Básica.

Seguindo a mesma linha de raciocínio, o fato de se considerar, no cálculo do mínimo custo global, a transformação que alimenta diretamente as cargas do consumidor, faz com que as alternativas de maior nível de tensão tenham seus custos de investimentos mais alavancados, pois transformadores com tensão primária mais elevada são, geralmente, mais caros. Essa é mais uma vantagem da nova metodologia pois sua adoção impede que consumidores livres com montantes de carga pouco significativos migrem para a Rede Básica. É mais adequado, do ponto de vista técnico, que esses consumidores continuem atendidos no nível de tensão da distribuição.

Com a aplicação da nova metodologia, o cálculo do mínimo custo global considera as mesmas instalações consideradas na metodologia atual para os tipos de alternativas apresentadas na Figura 1 – (a) e Figura 1 – (b). Já para os tipos apresentados na Figura 1 – (c) e Figura 1 – (d), a nova metodologia considera também as transformações de alimentação da carga, conforme consta nas Figuras 2 – (a) e (b) apresentadas a seguir.



FIGURA 2 - (a)

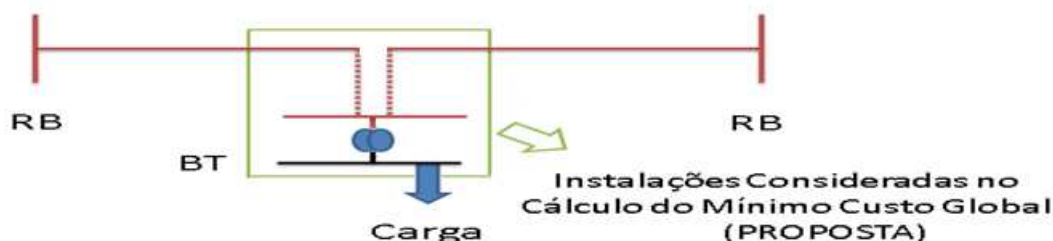


FIGURA 2 - (b)

Na próxima seção, são apresentados os resultados obtidos com a aplicação da nova metodologia em processos pretéritos de acesso de consumidores livres e autoprodutores, instruídos pelo Ministério de Minas e Energia entre os anos de 2010 e 2012. Os resultados obtidos são comparados com os resultados que foram obtidos à época, decorrentes da aplicação da metodologia em vigor.

### 3.0 - APLICAÇÃO DA NOVA METODOLOGIA – ESTUDO DE CASO

Desde a edição do Decreto nº 5.597/2005, diversos consumidores pleitearam acesso à Rede Básica junto ao MME. Esta seção trata do estudo de caso considerando os resultados dos estudos de conexão relativos ao acesso de alguns consumidores livres que obtiveram Portaria junto ao MME. Considerando as portarias emitidas e os estudos de mínimo custo global que as subsidiaram, foi realizada uma nova análise considerando a nova metodologia com o intuito de avaliar o seu impacto nas soluções apresentadas.

O Decreto determina que a portaria do MME deve estar fundamentada em parecer técnico que considere o critério de Mínimo Custo Global e o planejamento da expansão do setor elétrico, com um horizonte mínimo de estudos de cinco anos. O acesso pode ser para uma ligação de nova unidade consumidora ou alteração da forma de conexão de unidade consumidora já atendida em tensão inferior a 230 kV.

---

carga se conecta a sistemas de transmissão radiais. Em sistemas malhados, no entanto, essa associação com a potência natural, quando tomada de maneira isolada, perde sentido, pois existem outras variáveis, como o carregamento elevado de determinadas linhas de transmissão, de transformações, falta de suporte de reativos, entre outras, que, analisadas em conjunto nos estudos de fluxo de potência, irão determinar qual a alternativa (e nível de tensão) mais compatível para o atendimento à carga.

Os consumidores analisados nesse estudo de caso foram escolhidos por apresentarem as menores cargas, considerando o horizonte de projeção de cargas apresentado nos respectivos estudos, para cada região do sistema elétrico brasileiro. Essa premissa foi adotada por serem esses os casos mais críticos para a adoção da nova metodologia. Cabe ressaltar que dentre os casos estudados, há os que se referiam a novas unidades consumidoras e os que se referiam a unidades já atendidas pelo sistema de distribuição (migração).

Para a análise aqui efetuada, utilizaram-se os casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia vigente à época da elaboração de cada estudo. Na valoração econômica dos investimentos, foram utilizados os custos Eletrobras “Referência de Custos – Linhas de Transmissão e Subestações de Alta Tensão e Extra-Alta Tensão”, Junho/2004, revisão Dezembro/2004, para os estudos que foram elaborados utilizando essa base de dados. Todavia, para os estudos de acesso analisados pelo MME a partir do ano de 2011, foi utilizado o Banco de Preços para Infraestrutura e Linhas de Transmissão da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disponibilizados com a edição da Resolução Homologatória nº 758, de 6 de janeiro de 2009, pois a partir de 2011, o MME passou a exigir a adoção desse banco de preços para esse tipo de estudo.

Nas tabelas abaixo, estão apresentadas as comparações das duas metodologias para os consumidores analisados, situados nas regiões Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. A Alternativa destacada em verde é a alternativa de mínimo custo global.

Tabela 1 – Consumidores localizados na região Norte.

Tabela 1 - Consumidores localizados na região Norte.									
		METODOLOGIA ATUAL					METODOLOGIA NOVA		
CONSUMIDOR 1									
Alternativas	Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença		Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença
ALTERNATIVA 1 - 230 kV	16.582,97	4.034,82	20.617,79	100,39%		22.142,72	4.034,82	26.177,54	101,80%
ALTERNATIVA 2 - 230 kV	20.537,65	0,00	20.537,65	100,00%		26.097,39	0,00	26.097,39	101,49%
ALTERNATIVA 3 - 138 kV	15.606,23	5.628,96	21.235,19	103,40%		20.084,94	5.628,96	25.713,90	100,00%
ALTERNATIVA 4 - 138 kV	17.858,51	9.356,59	27.215,10	132,51%		22.337,22	9.356,59	31.693,81	123,26%
CONSUMIDOR 2									
Alternativas	Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença		Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença
ALTERNATIVA 1 - 230 kV	17.928,07	0,00	17.928,07	132,30%		22.549,17	0,00	22.549,17	127,06%
ALTERNATIVA 2 - 138 kV	19.552,22	2593,37	22.145,59	163,42%		19.552,22	2593,37	22.145,59	124,79%
ALTERNATIVA 3 - 230 kV	13.697,94	995,91	14.693,85	108,43%		18.531,63	995,91	19.527,54	110,04%
ALTERNATIVA 4 - 230 kV	13.522,42	413,92	13.936,34	102,84%		18.143,52	413,92	18.557,44	104,57%
ALTERNATIVA 5 - 138 kV	15.546,29	2200,08	17.746,37	130,96%		15.546,29	2200,08	17.746,37	100,00%
ALTERNATIVA 6 - 138 kV	19.688,35	4.304,61	23.992,96	177,06%		19.688,35	4.304,61	23.992,96	135,20%
ALTERNATIVA 7 - 230 kV	12.915,87	635,16	13.551,03	100,00%		17.749,56	635,16	18.384,72	103,60%
CONSUMIDOR 3									
Alternativas	Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença		Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença
ALTERNATIVA A - 69 kV	12.896,84	14.293,76	27.190,60	238,03%		12.896,84	14.293,76	27.190,60	146,20%
ALTERNATIVA B - 230 kV	11.423,27	0,00	11.423,27	100,00%		18.598,85	0,00	18.598,85	100,00%

Tabela 2 – Consumidores localizados na região Nordeste.

Tabela 2 - Consumidores localizados na região Nordeste.									
		METODOLOGIA ATUAL				METODOLOGIA NOVA			
CONSUMIDOR 1									
Alternativas	Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença		Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença
ALTERNATIVA 1 - 230 kV	4.926,47	0,00	4.926,47	100,00%		7.005,81	0,00	7.005,81	100,00%
ALTERNATIVA 2 - 138 kV	8.585,04	996,08	9.581,12	194,48%		9.740,25	996,08	10.736,33	153,25%
ALTERNATIVA 3 - 69 kV	3.194,52	2.973,87	6.168,39	125,21%		4.550,85	2.973,87	7.524,72	107,41%
CONSUMIDOR 2									
Alternativas	Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença		Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença
ALTERNATIVA 1 - 500 kV	34.163,09	0,00	34.163,09	100,00%		41.447,90	0,00	41.447,90	100,00%
ALTERNATIVA 2 - 230 kV	28.909,91	9.362,55	38.272,46	112,03%		32.697,25	9.362,55	42.059,80	101,48%
ALTERNATIVA 3 - 69 kV	57.783,57	29.457,84	87.241,41	255,37%		57.783,57	29.457,84	87.241,41	210,48%
ALTERNATIVA 4 - 138 kV	36.158,62	14.514,88	50.673,50	148,33%		38.088,47	14.514,88	52.603,35	126,91%

Tabela 3 – Consumidores localizados nas regiões Sudeste/Centro-Oeste.

		METODOLOGIA ATUAL					METODOLOGIA NOVA			
CONSUMIDOR 1										
Alternativas	Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença		Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença	
ALTERNATIVA 1-A - 138 kV	7.593,12	36.745,06	44.338,18	264,42%		11.671,52	36.745,06	48.416,58	174,86%	
ALTERNATIVA 1-B - 138 kV	7.593,12	36.575,67	44.168,79	263,41%		11.671,52	36.575,67	48.247,19	174,24%	
ALTERNATIVA 2-A - 500 kV	16.554,73	213,28	16.768,01	100,00%		27.476,04	213,28	27.689,32	100,00%	
ALTERNATIVA 2-B - 500 kV	24.565,48	27,12	24.592,60	146,66%		35.486,79	27,12	35.513,91	128,26%	
ALTERNATIVA 3-A - 500 kV	19.943,45	32,95	19.976,40	119,13%		30.864,76	32,95	30.897,71	111,59%	
ALTERNATIVA 3-B - 500 kV	33.237,13	0,00	33.237,13	198,22%		44.158,44	0,00	44.158,44	159,48%	
CONSUMIDOR 2										
Alternativas	Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença		Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença	
ALTERNATIVA 1 - 345 kV	300,28	0,00	300,28	100,00%		5.068,44	0,00	5.068,44	100,00%	
ALTERNATIVA 2 - 138 kV	6.104,42	1.867,43	7.971,85	2654,83%		6.104,42	1.867,43	7.971,85	157,28%	
ALTERNATIVA 3 - 138 kV	6.104,42	956,9498851	7.061,37	2351,62%		6.104,42	956,94989	7.061,37	139,32%	
CONSUMIDOR 3										
Alternativas	Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença		Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença	
ALTERNATIVA IB - 138 kV	32.289,17	138.105,10	170.394,27	388,27%		32.289,17	138.105,10	170.394,27	318,97%	
ALTERNATIVA III - 500 kV	43.886,07	0,00	43.886,07	100,00%		53.419,68	0,00	53.419,68	100,00%	
ALTERNATIVA V - 345 kV	37.221,90	59034,19938	96.256,10	219,33%		45.124,38	59034,199	104.158,58	194,98%	
ALTERNATIVA VI - 345 kV	30.175,18	49707,78711	79.882,96	182,02%		38.077,65	49707,787	87.785,44	164,33%	
ALTERNATIVA VII - 345 kV	38.226,45	52423,96391	90.650,41	206,56%		46.128,93	52423,964	98.552,89	184,49%	
CONSUMIDOR 4										
Alternativas	Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença		Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença	
ALTERNATIVA IA - 138 kV	30.559,46	3.003,11	33.562,57	196,54%		30.559,46	3.003,11	33.562,57	148,10%	
ALTERNATIVA IB - 138 kV	17.827,11	12.255,07	30.082,18	176,16%		17.827,11	12.255,07	30.082,18	132,74%	
ALTERNATIVA II - 230 kV	6.296,77	11.516,35	17.813,11	104,31%		11.145,51	11.516,35	22.661,85	100,00%	
ALTERNATIVA III - 500 kV	17.077,00	0,00	17.077,00	100,00%		24.189,47	0,00	24.189,47	106,74%	

Tabela 4 – Consumidor localizado na região Sul.

Tabela 4 – Consumidor localizado na região Sur.									
METODOLOGIA ATUAL					METODOLOGIA NOVA				
CONSUMIDOR 1									
Alternativas	Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença		Investimento	Perdas	TOTAL	Diferença
ALTERNATIVA 1 - 138 kV	25.238,39	19.206,82	44.445,21	231,39%		25.238,39	19.206,82	44.445,21	171,86%
ALTERNATIVA 2 - 230 kV	21.724,88	8.624,86	30.349,74	158,01%		28.378,58	8.624,86	37.003,44	143,08%
ALTERNATIVA 3 - 230 kV	25.041,76	5.836,50	30.878,26	160,76%		31.695,46	5.836,50	37.531,96	145,13%
ALTERNATIVA 4 - 230 kV	19.208,02	0,00	19.208,02	100,00%		25.861,72	0	25.861,72	100,00%

Como pode ser observado nas tabelas anteriores, a implementação da nova metodologia não trouxe alteração na classificação das alternativas consideradas na análise de mínimo custo global. Em alguns casos, houve uma pequena alteração na ordem econômica das alternativas, mas neste caso a alternativa de Rede Básica encontra-se empatada tecnicamente, o que justificaria a escolha da alternativa de maior tensão como a mais viável. Cabe ressaltar que tal situação ocorreu para consumidores com cargas mais baixas. Os resultados comprovam que a nova metodologia não altera o mérito das análises e não inviabiliza os acessos à Rede Básica.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

A nova metodologia, que considera todas as obras necessárias à conexão da planta do consumidor até um nível de tensão comum entre as alternativas, atende à manutenção da equivalência entre as alternativas selecionadas para avaliação econômica.

A nova metodologia de análise é compatível com a adotada nos estudos de transmissão elaborados pela EPE e adequa o nível de tensão selecionado à grandeza de carga considerada.

A aplicação da nova metodologia não alterou os resultados anteriormente obtidos nas análises efetuadas para a amostra de consumidores que obtiveram portaria no período de 2010 a 2012. O fato de terem sido escolhidos os casos de consumidores com menor demanda neste período (casos mais críticos) evidencia a constatação de que a aplicação da nova metodologia proposta pelo Guia de Procedimentos não será um obstáculo ao acesso à Rede Básica, enquanto que a utilização dessa nova metodologia irá propiciar uma análise mais coerente, segundo os critérios adotados para a comparação de custos do binômio Investimento x Perdas, na definição da alternativa de Mínimo Custo Global.

Com a publicação oficial do “Guia de Procedimentos para Acesso ao Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica e Conexão à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional”, as futuras solicitações de consumidores irão incorporar esta metodologia de análise nos processos para acesso à Rede Básica.



## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Guia de procedimentos para acesso ao serviço público de transmissão de energia elétrica e conexão à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – versão consulta pública, 2010. Brasil.
- (2) PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto nº 5.597, 2005. Brasil.
- (3) CCPE/CTET. Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, 2002. Brasil.
- (4) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de preços para infraestrutura e linhas de transmissão, referência dezembro/2011. Brasil
- (5) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 281, 1999. Brasil.
- (6) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 312, 2008. Brasil.
- (7) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 68, 2004. Brasil.
- (8) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional. Brasil.
- (9) PIZETA, E. G., ROSSI, L. N. Conexão à Rede Básica de Consumidores Industriais (Proposição de Alteração na Legislação do Setor Elétrico como Forma de Mitigar os Obstáculos Enfrentados); XIII ERIAC, 2009. Argentina.

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Paulo Antônio Gomes Monteiro nasceu em Catalão, Goiás, Brasil, em 21 de fevereiro de 1983. Graduiu-se em Engenharia Elétrica em 2006 e obteve o título de mestre em Engenharia Elétrica em 2009, ambos pela Universidade de Brasília (UnB). Em 2011, concluiu o curso de especialização em sistemas elétricos pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Sua experiência profissional inclui atividades como Engenheiro do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, na Gerência de Pré-Operação. Atualmente é Analista de Infra-estrutura Elétrica no Departamento de Planejamento Energético do Ministério de Minas e Energia, onde desempenha as atividades de planejamento do sistema de transmissão de energia elétrica.

José Antônio Fabbrini Marsiglio nasceu em Brasília, Distrito Federal, em 1983. Graduiu-se em Engenharia Elétrica Universidade de Brasília (2006) e possui Pós-Graduação em Análise Econômica do Setor Elétrico pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2011). Atua como Analista de Infraestrutura no Ministério de Minas e Energia, desde 2008.

Giacomo Perrotta nasceu no Rio de Janeiro, RJ, em 1957. Graduiu-se em Engenharia Elétrica Universidade Federal Fluminense (1980) e possui Pós-Graduação e Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1984) e Especialização em Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2012). Atua como Analista de Infraestrutura no Ministério de Minas e Energia, desde 2008.

Guilherme Zanetti Rosa nasceu em Brasília, Distrito Federal, em 03 de junho de 1985. Graduiu-se em Engenharia Elétrica em 2008 pela Universidade de Brasília (UnB). Em 2010 concluiu o curso de especialização em Análise Financeira pela UPIS - Faculdades Integradas. Atua como Analista de Infraestrutura no Ministério de Minas e Energia desde 2010.