

Em 21 de fevereiro de 2007.

Processo: 48500.006356/2006-10

Assunto: Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2007.

I. DO OBJETIVO

Apresentar a análise dos resultados da Audiência Pública AP 018/2006, realizada para a coleta de contribuições destinadas ao aperfeiçoamento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2007, e propor a incorporação de modificações consideradas pertinentes à elaboração de ato regulamentar da ANEEL que deverá aprovar essas regras.

II. DOS FATOS

2. A comercialização de energia elétrica, nos termos do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, dá-se mediante contratação regulada ou livre, observadas as diretrizes legais e regulamentares. Em especial, compete à ANEEL a expedição da Convenção de Comercialização e das regras e procedimentos de comercialização, conforme previsto no art. 1º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

3. A Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004, que institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

4. Atendendo ao disposto na Convenção de Comercialização, a CCEE encaminhou a Carta CT-1167/06, de 07 de novembro de 2006, protocolada nessa Agência em 09 de novembro de 2006 (fl. 02), por meio da qual submete à apreciação da ANEEL proposta de regras de comercialização para o ano de 2007.

5. A versão das regras acima mencionada é resultado de diversas discussões entre a Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado – SEM e a CCEE ao longo de 2006, cujo trabalho de monitoramento de mercado identificou algumas situações passíveis de aprimoramentos. Alterações também foram promovidas devido à necessidade de cumprimento de atos normativos e a revisões em procedimentos de comercialização.

6. Em cumprimento ao disposto no § 3º do art. 4º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a ANEEL submeteu a minuta das Regras de Comercialização, versão 2007, à Audiência Pública, no período

de 14 de dezembro de 2006 a 10 de janeiro de 2007, com a finalidade de permitir que os agentes e todos aqueles com interesse em participar do processo de regulamentação dessa matéria tomassem conhecimento das regras propostas, bem como obter comentários, sugestões e críticas que possibilitem o aperfeiçoamento das regras de comercialização ora apresentadas.

III. DA ANÁLISE

7. As Regras de Comercialização de Energia Elétrica, conforme definido na Convenção de Comercialização, constituem o conjunto de regras operacionais e comerciais que possibilitam a contabilização e liquidação da energia elétrica comercializada no âmbito da CCEE. Tratam-se de formulações algébricas que, uma vez implementadas no Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL da CCEE, viabilizam o processo de contabilização e liquidação financeira das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas na Câmara. Também fazem parte das Regras de Comercialização os fundamentos que descrevem e explicam tais formulações algébricas.

8. As alterações nas regras de comercialização, versão janeiro/2006, aprovadas pela Resolução Normativa nº 210, de 13 de fevereiro de 2006, foram motivadas pela possibilidade de realizar alguns aprimoramentos e pela revisão de procedimentos de comercialização promovida ao longo de 2006, além de atender a demandas específicas estabelecidas em atos normativos.

9. Como exemplo de aprimoramento, vale ressaltar a inclusão do tratamento de perdas para os contratos bilaterais, a revisão do cálculo da potência associada aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs devido ao processamento do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSDD, a alteração do critério de rateio de perdas da rede básica para os agentes de consumo conectados em instalações compartilhadas, a distinção entre consumo interno da usina e consumo de compensação síncrona para fins de pagamento de serviços ancilares, a inclusão do conceito de potência de referência no centro de gravidade para promover a apuração do nível de insuficiência de lastro de potência, e ajuste nos critérios de alívio de exposições de autoprodução e de CCEARs.

10. Quanto ao conjunto de alterações demandado por atos normativos, tem-se o acionamento do MCSDD motivado por variações de mercado decorrentes da atualização das cotas-partes de Itaipu¹, a apuração de penalidade por falta de combustível², o tratamento para penalidade por descumprimento de prazo para instalação do sistema de medição para faturamento de energia elétrica³, e a inclusão de metodologia de cálculo do valor da penalidade por insuficiência de lastro de potência⁴.

11. Em relação a revisões em procedimentos de comercialização, a minuta das regras de comercialização submetida à audiência pública contempla as formulações algébricas inseridas em alguns procedimentos para permitir sua correta aplicação, como a álgebra empregada no cálculo da penalidade de potência⁵, a metodologia de apuração dos valores a liquidar das cessões oriundas do processamento do

¹ Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006.

² Resolução Normativa nº 222, de 06 de junho de 2006.

³ Resolução Normativa nº 067, de 08 de junho de 2004.

⁴ Resolução Normativa nº 168, de 10 de outubro de 2005.

⁵ PdC AM.10 – Aferição e Aplicação de Penalidades: Cobertura de Consumo, Lastro para Venda de Energia Elétrica e Potência –, aprovado pelo Despacho nº 1.945, de 25 de novembro de 2005.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD⁶, o critério rateio de inadimplência referente à liquidação financeira das cessões provenientes do processamento do MCSD⁷ e o cálculo para determinação das quotas de energia do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA⁸.

12. Diante do exposto acima, uma nova versão das regras de comercialização foi submetida ao processo de audiência pública. Esta Nota Técnica traduz não somente o entendimento da SEM quanto às regras em exame, como também traz a análise referente às contribuições dos agentes, apresentadas ao longo da AP 018/06.

13. A ANEEL recebeu contribuições de 24 instituições: Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica – ABIAPE, Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica e de Consumidores Livres – ABRACE, Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica – ABRACEEL, Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE, Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET, AES Eletropaulo S.A., Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE, CCEE, Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, Companhia Energética de São Paulo – CESP, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, Copel Distribuição S.A. – COPEL, CPFL ENERGIA, Duke Energy Internacional Geração Paranapanema S.A. – DUKE, ENDESA CACHOEIRA, ENDESA CIEN, ENDESA FORTALEZA, Enertrade Comercializadora de Energia S.A. – ENERTRADE, Furnas Centrais Elétricas S.A. – FURNAS, Light Energia S.A. – LIGHT, Light Serviços de Eletricidade S.A. – LIGHT SESA, Neoenergia S.A. – NEOENERGIA, Thyssenkrupp CSA Companhia Siderúrgica e UTE Norte Fluminense S.A.

14. A síntese da análise das contribuições é mostrada na Tabela 1, enquanto o sumário de contribuições está descrito nas subseções que se seguem.

15. Cumpre destacar que apesar do conjunto de Regras de Comercialização, submetido ao processo de audiência pública, ter sido objeto de extensas discussões entre a SEM e a CCEE, alguns ajustes se tornaram necessários no transcorrer da referida audiência em razão do grande conjunto de documentos, sendo mencionados nos subtópicos pertinentes.

⁶ PdC AC.04 – Apuração dos Valores a Liquidar das Cessões do MCSD –, objeto da Consulta Pública CP 012/2006.

⁷ PdC LF.02 – Liquidação Financeira do MCSD –, objeto da Consulta Pública CP 012/2006.

⁸ PdC AC.05 – Tratamento de Energia do PROINFA na CCEE –, objeto da Consulta Pública CP 019/2006.

Tabela 1: Síntese da análise de contribuições da Audiência Pública AP 018/2006

#	Empresa	Aceita	Parcialmente Aceita	Não Aceita	Não Considerada	Já Prevista	Total de Contribuições
1	ABIAPE			1		1	2
2	ABRACE	1			3	3	7
3	ABRACEEL			1			1
4	ABRAGE			3			3
5	ABRAGET		2	2			4
6	AES ELETROPAULO			1	1		2
7	APINE		1	2			3
8	CCEE	4	5	3			12
9	CEMIG			3			3
10	CESP	3	1	3	1		8
11	CHESF			2	1		3
12	COPEL D			2	1		3
13	CPFL ENERGIA			2		1	3
14	DUKE ENERGY		2				2
15	ENDESA CACHOEIRA			5			5
16	ENDESA CIEN			5			5
17	ENDESA FORTALEZA			5			5
18	ENERGIAS DO BRASIL			8	2		10
19	FURNAS			4			4
20	LIGHT			3	4		7
21	LIGHT SESA			2			2
22	NEOENERGIA			1			1
23	THYSSENKRUPP CSA		1		1		2
24	UTE Norte Fluminense S.A.			1			1
	TOTAL	8	12	59	14	5	98

16. As questões conceituais abordadas nas contribuições estão apresentadas nas seções abaixo.

III. 1. Rateio de perdas da Rede Básica para instalações compartilhadas

17. Como uma medida de aprimoramento promovido nas regras de comercialização, será alterado o critério de rateio de perdas da rede básica para os agentes de consumo conectados em instalações compartilhadas, de modo que apenas a parcela do consumo efetivamente atendida pelo Sistema Interligado Nacional – SIN seja considerada no referido rateio.

18. Diante do entendimento acima, a ABRAGET e a THUSSENKRUPP CSA solicitaram a extensão desse conceito para os casos onde há energia transacionada entre agentes que possuem, no mesmo sítio, uma planta de geração e uma unidade consumidora, ou seja, energia produzida e consumida de forma contígua. A justificativa é que geração e consumo no mesmo ponto não provocam perdas elétricas, seja na Rede Básica, seja na rede de distribuição.

Fl. 5 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

19. As regras de comercialização estabelecem que os pontos de geração localizados em instalações compartilhadas são isentos do rateio de perdas da Rede Básica, devendo apenas participar do rateio de perdas associadas às referidas instalações quando o fluxo líquido de energia for em direção à Rede Básica ou à rede de distribuição.

20. Visto que, por definição, todos os pontos de consumo participam do rateio de perdas da Rede Básica, a proposta submetida à audiência pública corrobora o entendimento de que as unidades consumidoras, conectadas em instalações compartilhadas, parcialmente atendidas por geração localizada nas mesmas instalações, devem responder apenas pela parcela do consumo efetivamente atendida pelo SIN.

21. Em que pese o conceito de parcela do consumo atendida pelo SIN, o tratamento da energia transacionada entre agentes que possuem, no mesmo sítio, uma planta de geração e uma unidade consumidora, dá-se considerando todo o consumo verificado. Cabe ressaltar que, para fins de Encargos de Serviços do Sistema – ESS, a apuração é feita com base no consumo líquido.

22. A SEM entende ser pertinente o pleito da ABRAGET e THYSSENKRUPP CSA. No entanto, a alteração pleiteada implica uma mudança nas formulações algébricas atinentes à agregação contábil da medição, exigindo um significativo esforço para elaborar todos os cenários de testes devidos com vistas a assegurar o correto tratamento dos dados de medição no processo de contabilização e liquidação financeira. Ademais, tal alteração impediria a contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica do mês de março de 2007 com as novas regras de comercialização.

23. Desta forma, a desconsideração, do rateio de perdas da Rede Básica, da parcela de energia utilizada por um agente de consumo e produzida de forma contígua a esse ponto de consumo, deverá ser objeto da próxima revisão das regras de comercialização.

III. 2. Serviços ancilares

24. A Resolução Normativa nº 251, de 13 de fevereiro de 2007, que altera dispositivos da Resolução ANEEL nº 265, de 10 de junho de 2003, estabelece a atribuição da CCEE de efetuar as modificações pertinentes em regras e procedimentos de comercialização de modo a promover a contabilização da energia reativa de unidades geradoras, quando solicitadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS a operar como compensador síncrono.

25. Em atendimento ao disposto acima, as regras de comercialização submetidas à audiência pública contemplam a informação do ONS quanto à relação das usinas autorizadas a prestar serviços ancilares de compensação síncrona. O objetivo é aprimorar o tratamento de medições negativas de unidades geradoras, mediante a distinção entre consumo interno da usina e consumo de compensação síncrona.

26. No processo de agregação contábil da medição, há dois sinalizadores de escopo, cujo responsável pelo valor é o ONS, que estabelecem se uma determinada unidade geradora está autorizada a ser prestadora de serviços ancilares e se a mesma pode atuar na modalidade de compensador síncrono.

27. Visto que a prestação de serviços ancilares gera rebatimentos nos ESS, torna-se relevante a ampla divulgação das unidades geradoras autorizadas a operar na modalidade de compensador síncrono. Tal divulgação deverá ser objeto de procedimento de comercialização.

III. 3. Tratamento centralizado das perdas dos Contratos Bilaterais

28. Ao longo do trabalho de monitoramento, foi identificada a prática de registro de contratos de compra, no perfil de consumo, de agentes das classes de consumidores livres e autoprodutores, com base no montante de energia consumido em determinado mês e em uma expectativa de rateio de perdas da Rede Básica, o que gerava uma exposição ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, tanto na situação de subcontratação como de sobrecontratação.

29. Com vistas a evitar a exposição acima mencionada, foi sugerida a inclusão de mecanismo para o tratamento de perdas dos Contratos Bilaterais envolvendo consumidores livres e agentes de autoprodução, todos no perfil de consumo. A proposta prevê que o contrato seja registrado na CCEE com tratamento de perdas *ex-post*, com anuência do agente vendedor.

30. Conforme a concepção proposta, os valores contratados modulados *ex-ante* devem ser ajustados pelo fator de perda de consumo, calculado pela CCEE, de forma a ajustar a quantidade contratada do agente na mesma proporção do acréscimo da carga quando referenciada ao centro de gravidade. A opção deste tipo de contrato deve ser informada pelo agente vendedor no momento do registro do contrato, e aceita pelo agente comprador no momento da validação do mesmo.

31. A SEM entende que o tratamento de perdas *ex-post* não está alinhado com o propósito de incentivar a celebração de contratos antes de ser conhecida a medição dos agentes do perfil de consumo. Ademais, cabe ressaltar que essa prerrogativa dada a consumidores livres e agentes de autoprodução não confere isonomia de tratamento. A consideração de perdas da Rede Básica deve fazer parte da decisão do agente de mercado quando da definição dos montantes de energia a serem contratados, sendo os possíveis desvios em relação ao valor esperado de perdas algo inerente à comercialização de energia elétrica.

32. Desta forma, não deve ser implementado o tratamento de perdas *ex-post* nas regras de comercialização, versão 2007.

III. 4. Modulação de CCEAR

33. APINE e LIGHT SESA sugeriram a modulação dos CCEARs considerando o perfil da carga total de cada agente de distribuição, sem descontar a parcela atendida pelos contratos bilaterais, sob a alegação de que a regra vigente, que estabelece a modulação com base no perfil de carga remanescente, promove a elevação da exposição financeira negativa dos agentes de distribuição, com abatimentos na tarifa.

34. A proposta de alteração acima mencionada fere o disposto no inciso V do art. 44 da Convenção de Comercialização, instituída pela Resolução Normativa nº 109, de 2004. De acordo com o dispositivo supracitado, "*para o CCEAR na modalidade por quantidade, o critério de modulação será o perfil da carga remanescente do Agente Distribuidor, após o abatimento de todos os seus outros contratos, inclusive os CCEAR na modalidade por disponibilidade, respeitando os limites contratuais*".

35. Conforme argumentação apresentada na Nota Técnica nº 138/2004-SEM/ANEEL, de 13 de outubro de 2004, a modulação dos CCEARs, considerando o perfil da carga remanescente do agente de

Fl. 7 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

distribuição, está mais aderente ao princípio de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

36. Desta forma, o pleito da APINE e LIGHT SESA não prospera.

III. 5. MCSD por alterações de cotas-partes de ITAIPU

37. Em cumprimento ao disposto na Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006, as regras de comercialização submetidas à audiência pública disciplinam o acionamento do MCSD motivado pela atualização das cotas-partes de Itaipu.

38. De acordo com a regra inicialmente proposta, haveria um único processamento do MCSD, envolvendo apenas declarações de sobras e déficits fundamentadas nas novas cotas-partes de Itaipu, limitadas às variações definidas pela ANEEL. A participação seria facultativa e os montantes não compensados não ensejariam reduções de CCEARs. E, por fim, este acionamento seria realizado no ano anterior ao ano de vigência das novas cotas-partes de Itaipu.

39. Diversas contribuições foram encaminhadas no sentido de apresentar uma concepção diferente daquela inicialmente proposta. A tabela 2 sintetiza tais contribuições.

Tabela 2: Sugestões de formatação do MCSD Itaipu

#	Empresa	Proposta
1	AES ELETROPAULO	Tratar as variações de cotas-partes de Itaipu no MCSD anual 4%, sendo que os agentes de distribuição, que declararem déficits em função da redução de suas cotas-partes, deverão ter prioridade no atendimento destes déficits no referido mecanismo.
2	CEMIG	Os montantes de energia correspondentes à variação das cotas-partes de Itaipu deverão ser compulsoriamente compensados no MCSD, visto que tal variação não deve interferir no montante total de energia contratado pelos agentes de distribuição. Após o processamento, os montantes declarados e não compensados devem ser considerados como lastro fictício na CCEE, para fins de aplicação da penalidade por insuficiência de cobertura contratual de consumo.
3	COPEL	Efetuar o processamento do MCSD Itaipu antes do acionamento do MCSD anual 4%, para permitir aos agentes, ainda com déficits, solicitarem o restante das compensações possíveis. A redistribuição das cotas-partes de Itaipu deverá ser promovida no mês em que se processar o MCSD <i>ex-post</i> , de forma compulsória para os agentes de distribuição que tiverem sua cota-parte alterada e não aliviada no MCSD <i>ex-ante</i> .
4	CPFL ENERGIA	Garantir a participação, no MCSD Itaipu, apenas dos agentes de distribuição que detêm tais cotas-partes, de forma que o mecanismo seja efetivo na realocação das quantidades de energia.
5	ENERGIAS DO BRASIL	Estabelecer que as sobras declaradas e não compensadas sejam objeto de redução de CCEAR, dado o entendimento de que a variação das cotas-partes de Itaipu se enquadra como variação de contrato firmado antes da Lei nº 10.848, de 2004. Ademais, sugere-se que tal processamento do MCSD seja executado no mês de junho.
6	LIGHT (proposta 1)	Processar o MCSD Itaipu junto com o MCSD anual 4%, em duas rodadas, conforme os seguintes critérios: (I) as sobras de CCEAR dos agentes que tiveram aumento de cota se destinarão, prioritariamente, a cobrir os déficits daqueles que cederam tais cotas; e (II) os déficits remanescentes dos agentes que cederam cotas-partes se somarão aos déficits dos demais agentes, e irão disputar, sem distinção, as sobras de CCEAR.

Fl. 8 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

#	Empresa	Proposta
7	LIGHT (proposta 2)	<p>Promover o processamento do MCS D Itaipu em janeiro do ano subsequente, antes o MCS D <i>ex-post</i>, sendo a participação compulsória.</p> <p>Tal mecanismo seria acionado somente quando houver agente de distribuição cotista subcontratado e que teve sua cota-parte reduzida, e agente de distribuição cotista sobrecontratado e que teve sua cota-parte aumentada.</p> <p>A transferência de cotas-partes do agente de distribuição cotista sobrecontratado (que recebeu cotas) para aquele subcontratado (que teve suas cotas-partes reduzidas), dar-se-ia até o nível de contratação deste último atingir 100%.</p> <p>Haveria transferência de contrato mediante acerto financeiro, independentemente da diferença entre o PLD e o preço da energia proveniente de Itaipu.</p>

40. De acordo com as regras de comercialização, versão janeiro/2006, os atuais formatos de MCS D possuem as características que se seguem.

MCS D Mensal	<ul style="list-style-type: none"> ✓ termos de cessão com vigência a partir do acionamento do mecanismo ✓ permite redução dos montantes de energia associados aos CCEARs ✓ participação facultativa ✓ declaração de sobras atrelada à saída de consumidores livres e acréscimos de contratos firmados até 16 de março de 2004
MCS D Trocas-Livres	<ul style="list-style-type: none"> ✓ termos de cessão com vigência a partir do acionamento do mecanismo ✓ não permite redução dos montantes de energia associados aos CCEARs ✓ participação facultativa ✓ declaração de sobras atrelada a outros desvios de mercado ✓ acionamento do mecanismo no mês de julho, preferencialmente antes de um dos leilões de ajuste, sendo facultada a realização de outro processamento antes do leilão "A - 1"
MCS D Anual 4%	<ul style="list-style-type: none"> ✓ termos de cessão com vigência a partir do ano seguinte ao ano corrente ✓ permite redução dos montantes de energia associados aos CCEARs ✓ participação facultativa ✓ declaração de sobras, associada a outras variações de mercado, limitada a 4% do montante originalmente contratado
MCS D <i>ex-post</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ não envolve redução de CCEAR nem termos de cessão ✓ as compensações são utilizadas para fins de apuração do nível de cobertura contratual de consumo dos agentes de distribuição ✓ participação facultativa (o agente de distribuição declara, um ano antes, interesse em participar desse mecanismo) ✓ acionamento em janeiro do ano subsequente, antes da aplicação de penalidades

Fl. 9 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

41. A atualização das cotas-partes de Itaipu, estabelecida na Resolução Normativa nº 218, de 2006, vigorará a partir de 2008 e gerará rebatimentos no nível de contratação de trinta e um agentes de distribuição. Cabe ressaltar que tal atualização não foi considerada quando da declaração de necessidade de compra para os leilões de energia existente de que trata o art. 25 do Decreto nº 5.163, de 2004.

42. A Tabela 3 apresenta as novas cotas-partes de Itaipu e o impacto no referido nível de contratação.

Tabela 3: Variação das cotas-partes de Itaipu

#	Empresa	Cota-parte 2007*	Cota-parte 2008**	Variação de Cota-parte	Variação (MWmed)***
1	Aes Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. - AES SUL	0,02930208323	0,033876	0,004574	37,443
2	Ampla Energia e Serviços S.A. – AMPLA	0,02913861275	0,034463	0,005324	43,587
3	Bandeirante Energia S.A. – BANDEIRANTE	0,05771488705	0,041515	-0,016200	-132,616
4	Caiuá Distribuição de Energia S.A. - CAIUA	0,00000000000	0,000952	0,000952	7,793
5	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - CELESC	0,04464787437	0,071430	0,026782	219,244
6	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	0,00758094343	0,018697	0,011116	90,998
7	Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	0,00000000000	0,000471	0,000471	3,856
8	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	0,00051084524	0,000000	-0,000511	-4,182
9	Companhia Energética de Brasília – CEB	0,01350674827	0,016996	0,003489	28,564
10	Companhia Energética de Goiás – CELG	0,02299825291	0,033499	0,010501	85,961
11	Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	0,17295176599	0,135857	-0,037095	-303,665
12	Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	0,02593050461	0,029526	0,003595	29,433
13	Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina - CFLCL	0,00000000000	0,001566	0,001566	12,820
14	Companhia Jaguari de Energia - CJE	0,00000000000	0,000410	0,000410	3,356
15	Companhia Luz e Força de Mococa - CLFM	0,00000000000	0,000245	0,000245	2,006
16	Companhia Luz e Força Santa Cruz S.A. - CLFSC	0,00000000000	0,000885	0,000885	7,245
17	Companhia Paranaense de Energia - COPEL	0,06507146725	0,080533	0,015462	126,571
18	Companhia Paulista de Energia Elétrica - CPEE	0,00000000000	0,000367	0,000367	3,004
19	Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL	0,08056029506	0,088410	0,007850	64,259
20	Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga	0,05476220154	0,045922	-0,008840	-72,368
21	Companhia Sul Paulista de Energia - CSPE	0,00000000000	0,000450	0,000450	3,684
22	Departamento Municipal de Eltricidade de Poços de Caldas - DME	0,00000000000	0,000354	0,000354	2,898
23	Elektro Eletricidade e Serviços S.A. - ELEKTRO	0,04390204032	0,047020	0,003118	25,524
24	Eletropaulo Metropolitana Eletric. de São Paulo S.A. - ELETROPAULO	0,17592570267	0,159844	-0,016082	-131,648
25	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. - EDEVP	0,00000000000	0,000821	0,000821	6,721
26	Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB	0,00000000000	0,000710	0,000710	5,812
27	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	0,01032929084	0,013164	0,002835	23,206
28	Espirito Santo Centrais Elétricas S.A. - ESCELSA	0,02534814103	0,025227	-0,000121	-0,992
29	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda. - IGUAÇU ENERGIA	0,00000000000	0,000214	0,000214	1,752
30	Light Serviços de Eletricidade S.A. - LIGHT	0,11844457840	0,086296	-0,032149	-263,175
31	Rio Grande Energia S.A. - RGE	0,02137376503	0,030283	0,008909	72,933

* Resolução Homologatória nº 407, de 12 de dezembro de 2006.

** Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006.

*** Considerado, para 2008, o valor de 8.186 MWmed de energia assegurada de Itaipu definido para 2007, conforme Resolução Homologatória nº 407, de 2006.

43. As contribuições encaminhadas pelos agentes de distribuição, apresentadas na Tabela 2, reforçam a preocupação a respeito do impacto que a atualização das cotas-partes de Itaipu pode vir a produzir no nível de contratação desses agentes, além de provocar uma mudança na estratégia de declaração de montantes de energia para os leilões de energia promovidos no ACR.

44. Afora a questão acima, foi ressaltado, durante o processo de discussão que resultou na aprovação da Resolução Normativa nº 218, de 2006, que, para os agentes de distribuição que participarão pela primeira vez como cotistas diretos da usina de Itaipu, o rateio será realizado de forma gradual, a cada ano, a partir de 2008, de modo que o impacto tarifário, em função da compra de energia, seja limitado em um por cento, até que atinja o montante final de cada empresa.

45. Diante destas condições de contorno e das atuais formas do MCSD, a SEM entende que, para o ano de 2007, o formato mais adequado para promover a compensação das cotas-partes de Itaipu com CCEAR é aquele proposto na audiência pública, ou seja, um único processamento do MCSD, envolvendo apenas declarações de sobras e déficits fundamentadas nas novas cotas-partes de Itaipu, limitadas às variações definidas na Tabela 3. Os termos de cessão firmados vigorarão a partir de janeiro de 2008.

46. Visto que as novas cotas-partes começarão a vigorar em 2008, não seria apropriado considerar declarações de sobras e déficits motivadas pela alteração dessas cotas no MCSD mensal e no MCSD trocas-livres, pois as compensações promovidas mediante celebração de termos de cessão teriam impacto no nível de contratação dos agentes participantes desses mecanismos em 2007. A utilização do MCSD *ex-post* também não é adequada para 2007.

47. A proposta apresentada por CEMIG, COPEL e LIGHT de exigir a participação compulsória dos agentes de distribuição cotistas, embora tenha o mérito de buscar garantir a manutenção dos níveis de contratação, por intermédio da compensação de energia e potência associados às cotas-partes de Itaipu com CCEAR proveniente de leilões de energia existente, fere o princípio da declaração voluntária dos agentes de distribuição nos outros formatos do MCSD.

48. Considerando a alegação dos agentes de distribuição de que a variação das cotas-partes de Itaipu produz um risco não-gerenciável na administração do portfólio de contratos, sendo esta variação alheia à vontade do agente, espera-se que, com base no princípio da neutralidade, os agentes de distribuição cotistas de Itaipu declarem, no MCSD Itaipu, exatamente os montantes de energia correspondentes à variação das cotas-partes, à exceção feita aos agentes que não possuem CCEAR no mesmo montante do aumento de cota.

49. Para o ano de 2008, um outro arranjo para o MCSD Itaipu poderá ser conferido, visto que as novas-cotas de Itaipu já estarão em vigor. A questão dos montantes de energia não compensados no MCSD Itaipu será discutida no âmbito da revisão das regras de comercialização para 2008, de modo a disciplinar o tratamento da sobrecontratação, acima de 103%, e da subcontratação, face à compensação parcial das novas cotas-partes.

III. 6. Alívio de exposições de autoprodução

50. Com respaldo na legislação e regulamentação vigentes, as regras de comercialização estabelecem que os recursos oriundos do excedente financeiro de exposições positivas são destinados para o alívio de exposições negativas de:

- a) realocações de energias asseguradas por meio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE;
- b) contratos de Itaipu relativos aos agentes detentores de cotas-partes no submercado Sul;
- c) contratos de autoprodução;
- d) contratos do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; e
- e) contratos de direitos especiais, concedido a usinas específicas, definidas pela ANEEL.

51. No que se refere ao alívio de exposições negativas de contratos de autoprodução, as regras de comercialização, versão janeiro/2006, estabelecem que o alívio de exposições de agentes de autoprodução incide sobre o menor valor entre o contrato de autoprodução registrado entre os perfis de geração e consumo desse mesmo agente e o montante de energia de autoprodução informado no início do ano.

52. Para permitir a correta aplicação da regra acima mencionada, foi definido que os valores validados dos montantes sazonalizados de energia de autoprodução, declarados entre submercados, no registro de exposições, não podem ser alterados no decorrer do ano corrente. Todavia, a possibilidade de registro de contratos ao longo do ano torna tal restrição inócua.

53. Como medida de aprimoramento, a minuta de regras de comercialização, submetida à audiência pública, propõe que o agente de autoprodução, que detém o direito de alívio de exposições negativas, defina apenas o submercado onde estão localizadas as cargas, modeladas em nome desse agente, que devem utilizar-se da prerrogativa de alívio de exposições, de modo que a alocação de alívio seja baseada no percentual dessas cargas em relação à carga total do agente de autoprodução.

54. A ABIAPE solicitou a restituição do direito do agente de autoprodução de decidir pela alocação do alívio de exposição dos pontos de consumo localizados em submercados onde não há garantia física para promover a integral cobertura contratual de consumo, sob a alegação de que a proposta acima restringe a decisão do agente detentor de direitos especiais a respeito de em quais submercados será utilizado o direito de alívio de exposição.

55. A SEM entende que deve ser isonômico o tratamento de todas as transações de compra e venda de energia elétrica que possuem o direito de alívio de exposições financeiras oriundas da diferença de preços entre submercados, de modo a obter uma alocação mais equânime dos recursos advindos do excedente financeiro.

56. Os agentes de autoprodução, com a prerrogativa de registrar contratos ao longo do ano, têm condição de alterar a alocação do alívio de exposições financeiras, podendo gerar uma destinação a maior de recursos oriundos do excedente financeiro. Cabe ressaltar que os demais agentes com direito de alívio de

exposições financeiras negativas não possuem mecanismos que permitam alterar, a seu critério, a alocação do referido direito.

57. Diante do exposto acima, verifica-se adequada a alteração nas regras de comercialização atinentes ao tratamento do alívio de exposições financeiras negativas dos agentes de autoprodução, visto que a alocação do direito de alívio será calculada conforme critério estabelecido nas regras, sem possibilidade de exercício por algum agente.

58. Desta forma, o pleito da ABIAPÉ não prospera.

III. 7. Excedente positivo de autoprodução

59. Conforme abordado na seção anterior, propõe-se alterar o conceito de alocação de geração de autoprodução com direito de alívio de exposição. De acordo com o disposto na Nota Técnica nº 336/2006-SEM/ANEEL, de 06 de dezembro de 2006, o objetivo da alteração é eliminar a possibilidade de arbitragem pelos agentes autoprodutores, à luz da variação do PLD.

60. Na formulação algébrica EF.1.3 do módulo 5 das regras de comercialização submetidas à audiência pública, é apresentado o cálculo do percentual de destinação da geração com direito ao alívio exposição de autoprodução ($PMDA_{gsf}$) conforme segue.

$$PMDA_{gsf} = \frac{\max \left(0, \left(TRC_{srj} - \sum_{egs}^{Comprador} (CQ_{ej} * (1 - AC_{Fe})) \right) \right) * SUB_{F_{gsf}}}{\sum_s \left(\max \left(0, \left(TRC_{srj} - \sum_{egs}^{Comprador} (CQ_{ej} * (1 - AC_{Fe})) \right) \right) * SUB_{F_{gsf}} \right)}$$

onde:

TRC_{srj} é consumo total do agente;

CQ_{ej} é a quantidade contratada;

AC_{Fe} é um sinalizador de escopo que assume valor 1 quando o contrato "e" for entre o perfil de geração e o perfil de consumo do agente de autoprodução; e

$SUB_{F_{gsf}}$ é um sinalizador de escopo que assume valor 1 se o agente optar em conferir o alívio de exposição sobre a energia de autoprodução destinada ao atendimento da carga no submercado, "s", referente ao ano de apuração "f".

61. Depreende-se, da formulação algébrica acima, que o percentual de destinação da geração com direito de alívio de exposição é calculado com base na carga residual ao agente de autoprodução, ou seja, são considerados todos os contratos de compra, registrados no perfil de consumo, no submercado onde é conferido o referido direito de alívio de exposição.

62. Tal situação pode permitir arbitragem, particularmente nos casos onde o PLD do submercado onde se localiza a geração do agente de autoprodutor é superior ao PLD do submercado onde se localiza a sua unidade consumidora. Se fosse conferido o alívio de exposição sobre a energia de autoprodução

destinada ao atendimento da carga no submercado de PLD inferior, haveria uma exposição financeira positiva, sendo este recurso destinado ao excedente financeiro para fins de alívio de exposições financeiras negativas de todos os agentes com tal direito.

63. Se o agente de autoprodução registra contratos de compra, no perfil de consumo, no submercado onde se localiza sua carga, nas situações de PLD inferior àquele do submercado onde está sua geração, essa diferença de preços entre submercados é contabilizada em nome desse agente, não sendo destinado esse recurso para o excedente financeiro.

64. Portanto, verifica-se que o cálculo do percentual de destinação da geração com direito de alívio de exposição, obtido a partir da carga residual ao agente de autoprodução, não está alinhado com o propósito de tratamento equânime do alívio de exposições financeiras negativas de todos os agentes que se utilizam do excedente financeiro para tal finalidade.

65. Desta forma, deverá ser alterada a seção EF.1.3 do módulo 5 das regras de comercialização para: *"EF.1.3. Em relação ao Perfil de Geração do Agente, "g", pertencente à Classe dos Autoprodutores, o Percentual de Destinação da Geração com Direito ao Alívio de Exposições de Autoprodução, (PMDA_{gsij}), deverá ser determinado para cada Período de Comercialização, "j", cada Submercado, "s" e cada Submercado, "l", de acordo com a seguinte fórmula:*

$$PMDA_{gsij} = \frac{TRC_{srj} * SUB_{F_{gsif}}}{\sum_s (TRC_{srj} * SUB_{F_{gsif}})}$$

onde: "r" é o Perfil de Consumo do Agente, se houver, para o qual $VINC_{AP_{gr}} = 1$.

III. 8. Destinação dos recursos oriundos da penalidade de medição

66. Conforme disposto na Resolução Normativa nº 067, de 08 de junho de 2004, que prevê aplicação de penalidade por descumprimento de prazo para instalação do Sistema de Medição de Faturamento de Energia Elétrica – SMF, foi proposto que os recursos oriundos da aplicação desta penalidade fossem destinados para o abatimento dos ESS.

67. ABRADE, CHESF, ENDESA CACHOEIRA, ENDESA CIEN, ENDESA FORTALEZA e FURNAS sugeriram que os recursos oriundos das penalidades de medição sejam destinados para o abatimento do valor das contribuições associativas, referentes à manutenção da CCEE.

68. De acordo com o Módulo 5 das Regras de Comercialização, os ESS consistem basicamente em um valor, expresso em R\$/MWh, correspondente à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, sendo pago por todos os agentes com medição de consumo registrada na CCEE.

69. Portanto, a utilização dos recursos provenientes da aplicação das penalidades de medição para abatimento de ESS beneficiaria apenas os agentes de distribuição e os consumidores livres. Vale ressaltar que são esses os agentes mais envolvidos no processo de implantação do SMF.

Fl. 14 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

70. Destinar os recursos acima mencionados para abatimento do valor das contribuições associativas, conforme proposto em audiência pública, não gera benefícios para o consumidor cativo, visto que o art. 12 do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, veda o repasse, em reajuste tarifário, dos valores pagos para o funcionamento da CCEE. Desta forma, deve ser mantida a destinação dos recursos oriundos da aplicação das penalidades de medição.

71. Ademais, destaca-se que a cobrança de tal penalidade deve ocorrer ao longo do processo de contabilização e liquidação financeira.

72. Quanto às questões de responsabilidade pela implantação do SMF apontadas pela LIGHT, esta SEM ressalta que, no âmbito das regras de comercialização, só será tratada a destinação dos recursos oriundos da aplicação da penalidade de medição, devendo ser observado o disposto na Resolução Normativa nº 248, de 23 de janeiro de 2007, e na Resolução Autorizativa nº 787, de 23 de janeiro de 2007. Quanto ao valor da penalidade por descumprimento de prazo de implantação do SMF, encontram-se em discussão as diretrizes para definição desse valor.

III. 9. Deliberação do Conselho de Administração da CCEE sobre penalidades

73. Como uma medida de aprimoramento, foram incluídas, no processo de apuração do nível de insuficiência de lastro para venda de energia (para agentes vendedores) e do nível de cobertura contratual de consumo (para consumidores livres), variáveis que incorporam as deliberações do Conselho de Administração da CCEE quanto a reconsiderações de penalidades já aplicadas. O objetivo dessa proposta é evitar a emissão de termos de notificação motivada por um fato já apreciado pelo referido conselho, visto que tais penalidades são calculadas com base na média móvel dos 12 meses precedentes (exceto para os agentes de distribuição).

74. A APINE sugeriu que, no referido processo, fosse considerado também o efeito de um ato regulatório na apuração de insuficiência de lastro para venda e de cobertura contratual de consumo.

75. O entendimento da SEM sobre essa contribuição é que todo ato emanado do órgão regulador deve ser, obrigatoriamente, considerado pelo Conselho de Administração da CCEE. Desta forma, caso um determinado ato da Agência produza efeitos no processo de apuração e aplicação de penalidades, tal conselho deverá deliberar com base no referido ato.

III. 10. Penalidade por falta de combustível

76. Em atendimento à determinação constante da Resolução Normativa nº 222, de 06 de junho de 2006, foi incluída formulação algébrica para apuração da penalidade, aplicada aos agentes de geração termelétrica, decorrente de falta de combustível.

77. ABRAGET, ENDESA CIEN, ENDESA FORTALEZA e UTE NORTE FLUMINENSE S.A. solicitaram a exclusão da penalidade supracitada, com base na alegação de que a questão do suprimento de gás natural foi profundamente modificada por eventos posteriores à publicação da Resolução Normativa nº 222, de 2006, dentre as quais estão a Resolução Normativa nº 231, de 19 de setembro de 2006, a Resolução Normativa nº 237, de 28 de novembro de 2006, e a Portaria MME nº 313, de 21 de dezembro de 2006, cujo processo de regulamentação ainda não foi finalizado.

78. É notório que, face à decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE a respeito da realização de testes em usinas termelétricas a gás natural para comprovação de suprimento de combustível, foram tomadas diversas medidas, como a apuração de indisponibilidade por falta de combustível, a consideração do resultado dos referidos testes na elaboração do Programa Mensal da Operação Eletroenergética – PMO, o recálculo da garantia física dos empreendimentos de geração que apresentaram uma geração abaixo do valor programado nos testes, além da exigência de celebração de Termo de Ajustamento de Conduta – TAC⁹.

79. Afora os rebatimentos acima mencionados, a SEM, com base no posicionamento da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG/ANEEL, não acata o pleito de exclusão, das regras de comercialização ora em análise, da penalidade por falta de combustível.

80. Quanto à destinação dos recursos oriundos da aplicação da penalidade por falta de combustível, a Resolução Normativa nº 222, de 2006, estabelece que o valor de tal penalidade deverá ser revertido em favor da modicidade tarifária. Nas regras de comercialização submetidas à audiência pública, é proposta a utilização desses recursos para abatimento de ESS, estando essa destinação, portanto, alinhada com o disposto na referida resolução.

III. 11. Preço da penalidade de potência

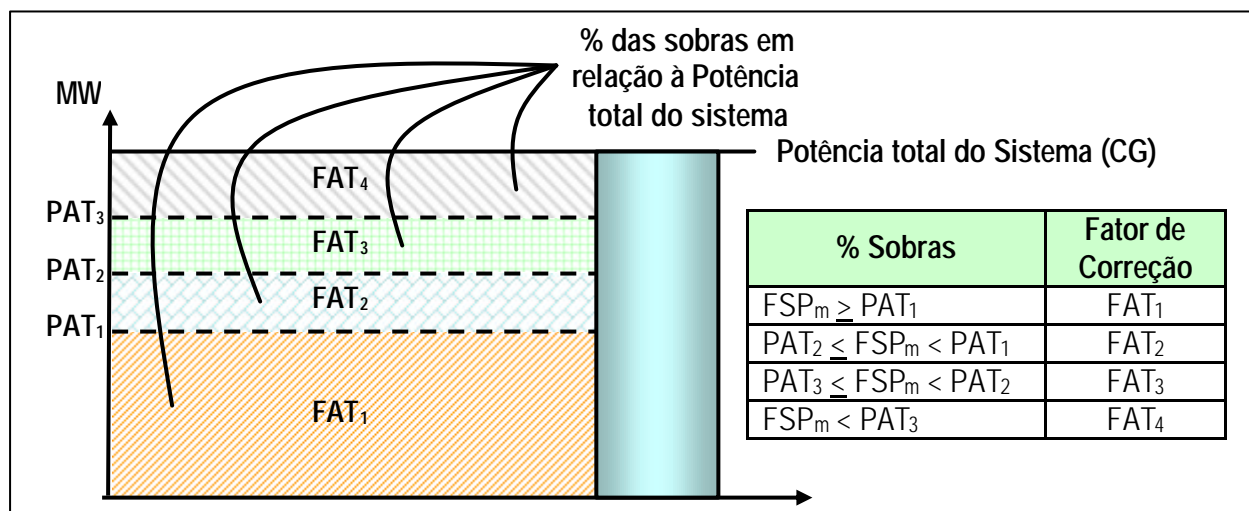
81. Propõe-se incluir nas regras de comercialização, em atendimento ao disposto na Resolução Normativa nº 168, de 10 de outubro de 2005, metodologia de cálculo do valor da penalidade por insuficiência de lastro de potência, de modo a refletir as variações da relação entre oferta e demanda, com distinção de valor entre os períodos de sobras e de escassez de potência.

82. A metodologia proposta consiste em comparar a maior carga do sistema, verificada em uma hora do mês, com a potência de referência total do sistema, sendo a razão desses valores, que reflete o percentual de sobras de potência, utilizada para identificar em qual dos quatro patamares estipulados se encontra a relação entre oferta e demanda de potência. Para cada patamar, há um fator que multiplica o preço de referência da penalidade por insuficiência de lastro de potência, definido na Resolução Normativa nº 168, de 2005.

83. O Diagrama 1 apresenta a metodologia acima mencionada.

⁹ De acordo com a Portaria MME nº 313, de 21 de dezembro de 2006, "caberá à ANEEL celebrar Termo de Ajustamento de Conduta - TAC com agentes termelétricos que utilizem gás natural na geração de energia elétrica, com a finalidade de garantir a existência e a disponibilidade dos insumos necessários à operação das unidades geradoras."

Diagrama 1 – Definição do preço de referência da penalidade de insuficiência de lastro de potência



84. Conforme definido no módulo de penalidade das regras de comercialização, a insuficiência de lastro de potência é aferida considerando, no patamar de carga pesada, a potência equivalente à média horária da energia comprometida em contratos de venda, deduzida da potência de referência das usinas e da potência equivalente à média horária da energia adquirida em contratos de compra.

85. Depreende-se, da metodologia de apuração do lastro de potência de agentes vendedores, que a insuficiência de lastro de potência se configura nos casos onde o agente, na modulação da energia negociada em contratos de venda, aloca um montante de energia superior aos recursos de que dispõe. Em outras palavras, o agente está negociando, nas horas do patamar de carga pesada, energia além do que poderia ser gerada para atender aos compromissos de venda.

86. Nos CCEARs celebrados em leilões de energia existente, a modulação da energia contratada, para cada período de comercialização de cada mês contratual, é realizada considerando os limites de potência associada, definida como a quantidade de potência atrelada à energia contratada que o agente vendedor coloca à disposição do agente comprador no centro de gravidade, observado um fator de capacidade igual a 0,66.

87. Supondo uma modulação de contrato com base no valor 0,66, haverá insuficiência de lastro de potência caso a usina, que estiver conferindo lastro para esta venda, tiver um fator de capacidade superior a 0,66, considerando que toda a garantia física da usina esteja sendo negociada.

88. Face à predominância de usinas hidrelétricas na matriz elétrica nacional, e tendo em vista que o fator de capacidade de uma usina hidrelétrica não supera o valor de 0,66, espera-se que a venda de energia proveniente de fonte hidro, mesmo no montante igual à energia assegurada, não resulte em insuficiência de lastro de potência. Tal inferência, todavia, não pode ser estendida às negociações de energia envolvendo fonte térmica, dado que, em muitos casos, o fator de capacidade de uma usina termelétrica supera o valor de 0,66.

89. O propósito da penalidade por insuficiência de lastro de potência é evitar que, nas horas de patamar de carga pesada, sejam negociados, em contratos, montantes de energia superiores à capacidade de produção do parque gerador, comprometendo, assim, a confiabilidade do sistema de atender aos requisitos de energia nesse patamar de carga.

90. A prerrogativa do agente de adquirir contratos de compra de energia, com alocação de energia apenas no patamar de carga pesada, para eliminar ou reduzir a penalidade por insuficiência de lastro de potência, reforça a necessidade de ajustar o preço de referência desta penalidade, dado que os “contratos de potência” são negociados com base nesse preço.

91. Dada a metodologia proposta de cálculo do valor da penalidade por insuficiência de lastro de potência, de modo a refletir as variações da relação entre oferta e demanda de potência, a formulação algébrica submetida à audiência pública está apresentada a seguir.

$$\text{Preço da penalidade} = \frac{2,611^5 \times FAT_n \times 1000}{\text{número de horas do patamar de carga pesada}}$$

onde FAT_n é o fator de correção.

92. Considerando o fator de correção unitário e o número de horas no patamar de carga pesada igual a 75, obtém-se o valor da penalidade por insuficiência de lastro de potência de R\$ 34,81 / MWh. Tal valor, indubitavelmente, não induz o comportamento desejado dos agentes de mercado, qual seja: negociar contratos de venda de energia com montantes alocados no patamar de carga pesada limitados aos seus recursos de geração disponíveis.

93. Diante do exposto acima e de posse dos valores de insuficiência de lastro de potência apurados mensalmente em 2006, dos montantes negociados nos “contratos de potência”, dos valores das penalidades aplicadas em 2006 pela CCEE e dos níveis mensais de potência de referência e de carga pesada do SIN, a SEM entende serem adequados os patamares de folga de potência e os fatores de correção do preço de potência apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros do preço da penalidade de insuficiência de lastro de potência

% Sobras	Patamares de Folga	Fator de Correção
$FSP_m \geq PAT_1$	$PAT_1 = 40\%$ $PAT_2 = 25\%$ $PAT_3 = 10\%$	$FAT_1 = 1$
$PAT_2 \leq FSP_m < PAT_1$		$FAT_2 = 2$
$PAT_3 \leq FSP_m < PAT_2$		$FAT_3 = 3$
$FSP_m < PAT_3$		$FAT_4 = 4$

¹⁰ O preço de referência, definido na Resolução Normativa nº 168, de 2005, deverá ser reajustado anualmente, com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, tendo outubro como mês de referência.

Fl. 18 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

94. Cabe ressaltar que, quando o nível do patamar de carga pesada se aproximar da potência de referência do parque gerador, o PLD deste patamar deverá refletir uma possível escassez de recursos, sendo mais uma sinalização para que não se negocie, nas horas de carga pesada, montantes de energia superiores aos recursos de geração disponíveis.

III. 12. Formulação algébrica em procedimentos de comercialização

95. Conforme consta da Nota Técnica nº 336/2006-SEM/ANEEL, de 06 de dezembro de 2006, foi mencionado que toda formulação algébrica presente em procedimentos de comercialização deveria ser incorporada ao conjunto de regras proposto pela CCEE. Neste caso, incluem-se a álgebra empregada no cálculo da penalidade de potência, a metodologia de apuração dos valores a liquidar das cessões oriundas do processamento do MCSD, o rateio de inadimplência referente à liquidação financeira das cessões provenientes do processamento do MCSD e o cálculo para determinação das quotas de energia do PROINFA.

96. A álgebra empregada no cálculo da penalidade de potência, constante do Procedimento de Comercialização PdC AM.10 – Aferição e Aplicação de Penalidades: Cobertura de Consumo, Lastro para Venda de Energia Elétrica e Potência – foi transferida para o módulo de penalidades das regras de comercialização.

97. A respeito da metodologia de apuração dos valores a liquidar das cessões oriundas do processamento do MCSD, constante do PdC AC.04 – Apuração dos Valores a Liquidar das Cessões do MCSD –, e da metodologia de rateio de inadimplência referente à liquidação financeira das cessões provenientes do processamento do MCSD, constante do PdC LF.02 – Liquidação Financeira do MCSD –, ambas objeto da Consulta Pública CP 012/2006, a SEM ressalta que a consideração de tais formulações algébricas nas regras de comercialização, versão 2007, está vinculada à alteração na Convenção de Comercialização proposta na Audiência Pública AP 017/2006, cujo processo de aprovação ainda não foi concluído.

98. Com relação ao cálculo para determinação das quotas de energia do PROINFA, constante do PdC AC.05 – Tratamento de Energia do PROINFA na CCEE –, a SEM entende que, apesar desta metodologia de cálculo já ter sido submetida à apreciação dos agentes durante a Consulta Pública CP 019/2006, haveria um prejuízo na sua incorporação às regras de comercialização, versão 2007, devido ao fato de que o PdC AC.05 ainda não foi aprovado. Ademais, a álgebra empregada na determinação das quotas de energia do PROINFA está alinhada com os fundamentos conceituais apresentados no procedimento de comercialização.

III. 13. Lastro para venda de energia de agente de autoprodução

99. A metodologia de apuração do lastro para venda de energia dos agentes autoprodutores, definida no módulo de penalidades das regras de comercialização, versão janeiro/2006, foi objeto de discussão ao longo do ano de 2006, particularmente no que tange à forma de tratamento de eventuais sobras de lastro dentro do período de apuração compreendido na janela móvel de doze meses.

100. Após a aprovação das regras de comercialização, versão janeiro/2006, foi identificado que a formulação algébrica referente à apuração do nível de insuficiência de lastro para venda de energia de autoprodutores não permitia eventuais lastros acima do nível de consumo apurado, o que eliminava o

benefício da compensação permitida face à consideração do histórico de doze meses. Tal formulação algébrica não estava aderente aos fundamentos conceituais estabelecidos nas regras.

101. Por meio dos Despachos nº 1.599, de 19 de julho de 2006, e nº 1.755, de 03 de agosto de 2006, foi alterada a referida formulação algébrica, mantidos os fundamentos conceituais definidos nas regras. Além de possibilitar a compensação acima mencionada, o novo critério de apuração permitiu que o agente de autoprodução celebrasse contratos de venda, no perfil de geração, toda vez em que o histórico de doze meses indicasse excedente de geração.

102. No processo de audiência pública das regras de comercialização, versão 2007, a CCEE apresentou contribuição no sentido de promover uma melhoria na formulação algébrica associada à apuração do nível de insuficiência de lastro para venda dos agentes de autoprodução. Na formulação proposta, o agente de autoprodução poderá firmar contratos de venda, no perfil de geração, para comercializar o excedente de geração do mês onde a garantia física dos empreendimentos de geração modelados em nome de agente autoprodutor for superior à demanda de suas unidades consumidoras, mesmo que, na janela de doze meses, não seja constatado nenhum excedente de energia.

103. A SEM corrobora a proposta de aprimoramento do cálculo do lastro para venda de energia dos agentes de autoprodução. Ademais, a CCEE deverá conferir, para os contratos entre uma Sociedade de Propósito Específico – SPE, que possui uma usina modelada em seu nome, e um agente de autoprodução, que detém parte dos ativos dessa usina, tratamento semelhante aos empreendimentos de geração modelados em nome do próprio agente de autoprodução, de modo a evitar que tal contrato não seja considerado no processo de apuração de lastro, ou mesmo que o agente de autoprodução fique impedido de comercializar essa energia, nos casos de existência de excedente de geração.

III. 14. Apuração do lastro para venda de energia

104. ABRACEEL, ABRAGE, ENDESA CACHOEIRA, ENDESA CIEN, ENDESA FORTALEZA, FURNAS e ENERGIAS DO BRASIL sugeriram que, para os agentes da categoria geração, a insuficiência de lastro de venda fosse aferida com base no ano civil, sendo as penalidades calculadas em janeiro de cada ano, considerando os doze meses do ano anterior.

105. O argumento apresentado pelos agentes acima listados é que a utilização da média móvel de doze meses, para fins de apuração de lastro para venda, resulta na alocação de um significativo risco ao agente vendedor, de caráter pouco gerenciável, podendo levar a uma inadequada constatação de insuficiência de lastro quando o balanço entre recursos e requisitos variar de um ano civil para outro.

106. A SEM entende ser adequado o arranjo atual, onde o agente de geração, de posse da sazonalização de seus contratos de venda, declara a sazonalização de energia assegurada com o intuito de minimizar sua exposição ao PLD, estabelecendo uma sazonalização de energia assegurada compatível para honrar os seus compromissos mensais de venda.

107. De fato, a sazonalização de energia assegurada sofre clara influência da sazonalização dos contratos de venda, visto que o agente vendedor necessita possuir recursos suficientes, no âmbito da CCEE, ao longo do ano, para cumprimento de seus requisitos.

Fl. 20 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

108. Alterar o critério de apuração de insuficiência de lastro para venda de energia, da forma como sugerida, implica uma maior flexibilidade para negociação de contratos de compra e venda de energia envolvendo agentes de geração, comercializadores e consumidores livres, porém a sazonalização de energia assegurada tende a ser bastante influenciada pela projeção de PLD para o ano, de modo a concentrar a maior parte da energia assegurada nos meses onde o valor esperado do PLD é mais alto, não havendo mais a preocupação a sazonalização dos contratos de venda.

109. Com relação ao fato de que a alteração proposta promove isonomia e equidade no tratamento dispensado a todos os agentes participantes da CCEE, dado que a insuficiência de cobertura contratual de consumo dos agentes de distribuição é apurada com base no ano civil, a Nota Técnica nº 022/2006-SEM/ANEEL, de 27 de janeiro de 2006, destaca que, com o viés de modicidade tarifária e considerando a pouca flexibilidade para acerto, no curto prazo, entre o montante medido e o contratado, a aferição de insuficiência de cobertura contratual de consumo dos agentes de distribuição foi definida com base no ano civil.

110. Desta forma, a SEM não acata a proposta de alteração no formato de apuração de insuficiência de lastro de venda de energia elétrica.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

111. As argumentações expressas nesta Nota Técnica são fundamentadas nos seguintes instrumentos legais e regulatórios:

- Lei nº 9.427, de 1996;
- Lei nº 10.848, de 2004;
- Decreto nº 5.163, de 2004;
- Resolução Normativa nº 067, de 2004;
- Resolução Normativa nº 109, de 2004;
- Resolução Normativa nº 161, de 2005;
- Resolução Normativa nº 168, de 2005;
- Resolução Normativa nº 210, de 2006;
- Resolução Normativa nº 218, de 2006;
- Resolução Normativa nº 222, de 2006;
- Resolução Homologatória nº 407, de 2006; e
- Resolução Normativa nº 251, de 2007.

V. DA CONCLUSÃO

112. Diante do exposto, é entendimento desta Superintendência que as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2007, foram aperfeiçoadas mediante as correções efetuadas no texto, que incorporaram as contribuições da Audiência Pública AP 018/2006, realizada no período de 14 de dezembro de 2006 a 10 de janeiro de 2007.

Fl. 21 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

VI. DA RECOMENDAÇÃO

113. Com respaldo na atribuição de aprovar as Regras de Comercialização de Energia Elétrica previstas no art. 1º, §1º, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 2004, recomenda-se que as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2007, incorporando as contribuições aceitas e correções de texto, descritas nesta Nota Técnica, sejam aprovadas pela Diretoria da ANEEL.

114. Adicionalmente, recomenda-se que as operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mês de março de 2007 sejam contabilizadas com as Regras de Comercialização, versão 2007.

LUÍS HENRIQUE BASSI ALMEIDA
Especialista em Regulação

De acordo:

DILCEMAR DE PAIVA MENDES
Superintendente de Estudos Econômicos do Mercado

**RELATÓRIO DE ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES
REFERENTE À AUDIÊNCIA PÚBLICA AP 018/2006**

Aprova as Regras de Comercialização, versão 2007

Contabilização – Módulo 1 – Preço de Liquidação de Diferenças (PL)	23
Contabilização – Módulo 2 - Medição e Sistema Elétrico (ME)	24
Contabilização – Módulo 2 - Agregação Contábil de Medição (AM).....	25
Contabilização – Módulo 3 - Contratos Bilaterais (CB).....	26
Contabilização – Módulo 3 - Contratos CCEAR (CR)	27
Contabilização – Módulo 3 - Contratos do PROINFA (CP)	29
Contabilização – Módulo 3 – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (SD)	29
Contabilização – Módulo 4 – Energias Asseguradas (EA).....	35
Contabilização – Módulo 5 – Alocação de Excedente Financeiro (EF).....	35
Contabilização – Módulo 5 - Alívio de Exposições Financeiras de CCEARs (EC).....	38
Contabilização – Módulo 6 –Restrições de Operação (RO)	39
Contabilização – Módulo 6 – Serviços Ancilares (SA).....	39
Contabilização – Módulo 6 – Totalização (TC)	39
Penalidades – Garantia Física (GF)	41
Penalidades – Insuficiência de Lastro para Venda de Energia (LV).....	42
Penalidades – Insuficiência de Cobertura Contratual do Consumo (LC)	47
Penalidades – Insuficiência de Lastro de Potência (LP).....	48
Penalidades – Penalidade por Falta de Combustível (FC).....	50
Liquidação – Cálculo de Garantias (CG).....	51

(Fl. 23 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

Anexo da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007

RELATÓRIO DE ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À
AUDIÊNCIA PÚBLICA AP 018/2006

- Aceita
- Parcialmente aceita
- Não considerada
- Já prevista

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
Contabilização – Módulo 1 – Preço de Liquidação de Diferenças (PL)				
ABRAGET	2.3	<p>1. Alterar a metodologia de cálculo do PLD para a utilização do preço <i>ex-post</i> combinado ao preço indicativo <i>ex-ante</i>, sendo determinado um prazo de implantação das medidas decorrentes.</p> <p>A correlação entre o PLD e o Custo Marginal de Operação – CMO prejudica as discussões a respeito da operação energética do sistema, face às eventuais transações de energia no mercado de curto prazo.</p> <p>Além disso, ressalta-se que o antigo Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE já havia sinalizado com a mudança de sistemática, passando a estabelecer o preço do mercado de curto prazo de forma <i>ex-post</i>.</p> <p>A título de ilustração, a argumentação apresentada à época foi que o preço <i>ex-post</i> forneceria um preço mais preciso, reduzindo a possibilidade de manipulação (<i>gaming</i>) e o valor dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS.</p>	Não aceita	<p>Matéria fora do escopo desta Audiência Pública.</p> <p>A alteração da metodologia de cálculo do PLD exige uma ampla discussão, devendo ser tratada de forma separada dos demais pontos das regras de comercialização.</p>
DUKE ENERGY	2.3	<p>2. Recomendar a realização de uma avaliação mais profunda do efetivo relacionamento do PLD com os parâmetros de armazenamento energético, de previsão de carga e de tendência hidrológica, levando em conta os aspectos</p>	Parcialmente aceita	<p>A CCEE, com base em diretrizes estabelecidas pela ANEEL, realizará estudos para verificar a correlação entre o PLD e os parâmetros utilizados pelos modelos matemáticos para definição do despacho otimizado e do preço do mercado de curto prazo.</p>

(Fl. 24 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		regulatórios, operacionais e comerciais, de modo a identificar mecanismos de formação de preço que permitam reduzir os riscos dos agentes vendedores e compradores.		
LIGHT SESA	2.3	<p>3. Retirar a Curva de Aversão a Risco dos modelos de otimização, para fins de cálculo de PLD.</p> <p>O mecanismo de aversão a risco, por ter como objetivo garantir a segurança do abastecimento ao mercado do sistema interligado, deve ter seus custos repassados aos consumidores finais, via ESS. Nesse sentido, as regras devem ser alteradas de forma que a geração térmica, decorrente do acionamento de tal mecanismo, não afete o valor do PLD, como ocorre atualmente. Assim, seria evitado que um grupo específico de agentes, como aqueles participantes do MRE, sofresse prejuízos, em função desse mecanismo.</p>	Não aceita	Tal proposta fere o disposto no § 5º do art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004, que estabelece que, nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão consideradas as curvas de aversão ao risco de déficit de energia.
Contabilização – Módulo 2 - Medição e Sistema Elétrico (ME)				
ABRACE	ME.3.3 e ME.3.4	<p>4. Reforçar o entendimento quanto ao rateio de perdas da Rede Básica para os agentes, no perfil consumo, conectados em instalações compartilhadas.</p> <p>Entende-se adequada a decisão de considerar apenas a parcela do consumo efetivamente atendido pelo SIN.</p>	Já prevista	A alteração no referido critério de rateio de perdas integra o conjunto de aprimoramentos promovidos nas regras de comercialização.
COPEL	2.3	<p>5. Inserir fundamento conceitual para garantir, ao agente de distribuição, em tempo real, o total acesso ao arquivo XML gerado pelos medidores dos ativos influenciadores de propriedade dos agentes de geração conectados à rede de distribuição.</p> <p>A justificativa é que os agentes de distribuição necessitam acompanhar sua carga de contratação diariamente, em tempo real, para manter seu nível de contratação.</p> <p>Atualmente, o acompanhamento não é viabilizado devido à falta de acesso dos dados de medição dos ativos influenciadores de propriedade dos agentes de geração.</p>	Não considerada	Matéria fora do escopo desta Audiência Pública.

(Fl. 25 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
THYSSEN KRUPP CSA	2.3	<p>6. Desconsiderar, do rateio de perdas da Rede Básica, o montante de energia transacionado entre agentes que possuem, no mesmo sítio, uma planta de geração e uma unidade consumidora, ou seja, a parcela de energia produzida e consumida de forma contígua.</p> <p>A justificativa é que geração e consumo no mesmo ponto não provoca perdas elétricas, seja na Rede Básica, seja nas redes de distribuição.</p> <p>Ademais, verifica-se que a manutenção da presente situação, na qual a produção e o consumo internos estão sujeitos ao rateio de perdas, preserva um sinal econômico equivocados, que pode inviabilizar um empreendimento que, dentro de uma alocação adequada das perdas, seria eficiente e competitivo.</p>	Parcialmente aceita	Vide seção III. 1 desta Nota Técnica.
Contabilização – Módulo 2 - Agregação Contábil de Medição (AM)				
ABRACE	3.2.1	<p>7. Considerar, no processo de verificação da prestação de serviços ancilares de compensação síncrona de unidades geradoras, a informação do ONS quanto à relação das usinas autorizadas a prestar tal serviço.</p> <p>Em face da Nota Técnica nº 022/2006-SRG/ANEEL, de 17 de julho de 2006, verifica-se ser fundamental a aprovação do ONS quanto à relação das usinas autorizadas a prestar referidos serviços ancilares, visto que a inexistência de tal aprovação poderá acarretar, para os consumidores livres, o aumento dos ESS, em decorrência de:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) ressarcimento dos custos associados à implantação de Sistemas Especiais de Proteção – SEP; (ii) custos de operação e manutenção de sistemas <i>Black Start</i> de usinas que participem dos esquemas de recomposição do SIN; (iii) ressarcimento de custos de operação e manutenção relativos à comunicação com o Controle Automático de Geração – CAG do ONS; 	Aceita	

(Fl. 26 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		(iv) integralização da energia reativa na modalidade de operação compensador síncrono em intervalos mínimos de cinco minutos, em lugar de uma hora, como é atualmente, para remunerar mudanças da condição de operação da unidade de gerador para síncrono, ou vice-versa, dentro da hora; e (v) melhorias e adequação de equipamentos por razões sistêmicas.		
ABRAGET	3.3	8. Inserir, na seção 3.3, o seguinte fundamento conceitual: <i>"Caso o agente gerador aloque um percentual de geração no mesmo sítio do seu consumo, este agente não participará do rateio de perdas na Rede Básica, nesta parcela de autoprodução."</i> Em função da geração destinada a autoprodução estar localizada no mesmo sítio do seu consumo, e carga e geração estarem conectadas diretamente, não faz sentido este agente participar do rateio de perdas na Rede Básica, visto que a energia alocada pela usina ao consumidor não utiliza o sistema de transmissão, integrante da Rede Básica, para escoar a energia do gerador para a carga.	Parcialmente aceita	Vide seção III. 1 desta Nota Técnica.
THYSSEN KRUPP CSA	3.3	9. Sugere-se que seja avaliada e apresentada uma alternativa para o registro de consórcios com a seguinte especificidade: outorga de geração, em regime de autoprodução e produção independente, com unidade consumidora contígua.	Não considerada	Matéria fora do escopo desta Audiência Pública.
Contabilização – Módulo 3 - Contratos Bilaterais (CB)				
ABRACE	2.3.11	10. Sugere-se que sejam avaliados os reflexos relativos às garantias aportadas para evitar o descompasso entre as referidas garantias e o ajuste dos contratos bilaterais, para fins de tratamento de perdas quando da consideração da carga no centro de gravidade.	Já prevista	O ajuste no montante de energia contratado e registrado na CCEE será considerado no histórico de comercialização, quando da apuração do valor das garantias financeiras a ser aportado.
ENDESA Cachoeira,	2.3.11	11. Inserir sinalizador de escopo para estabelecer a parte responsável pelas perdas dos contratos bilaterais.	Não aceita	A alocação de perdas no consumo e na geração segue o critério estabelecido na Resolução ANEEL nº 395, de 24 de julho de

(Fl. 27 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
ENDESA CIEN e ENDESA Fortaleza		Nos casos onde as perdas da Rede Básica forem de responsabilidade do agente comprador, deve se aplicar perda de geração, por meio de um fator de valor inferior a 1, de modo que o montante contratado seja reduzido ao ser referenciado ao centro de gravidade.		2002.
Contabilização – Módulo 3 - Contratos CCEAR (CR)				
APINE	7.3.3	<p>12. Promover a modulação dos CCEARs considerando o perfil da carga total de cada agente de distribuição, sem descontar a parcela atendida por outros contratos.</p> <p>A proposta constante da minuta das regras de comercialização submetida à audiência pública estabelece a modulação dos CCEARs utilizando o perfil da carga remanescente, após considerar a modulação dos demais contratos.</p> <p>Tal procedimento, associado aos preços semanais, permite que os agentes efetuem modulações que resultem na alocação de quantidades maiores de energia nos CCEARs nas semanas cujos preços são mais elevados.</p> <p>Desta forma, os agentes de geração que possuem CCEARs são onerados e, ainda, é possível que os consumidores cativos sejam afetados pelo pagamento das exposições decorrentes das diferenças de preços entre submercados.</p>	Não aceita	Vide seção III. 4 desta Nota Técnica.
CHESF	7.3.2	<p>13. Alterar a redação do fundamento conceitual 7.3.2 para: <i>"7.3.2. A Sazonalização de um CCEAR será realizada mediante acordo entre as partes, e, caso não seja efetuada nos prazos previstos em Procedimentos de Comercialização, deverá ser feita seguindo o perfil da carga declarada pela compradora ao final de cada ano e consolidada pelo SIMPLES, ou seu sucedâneo, de acordo com limites máximos e mínimos definidos em cláusula contratual. O perfil do SIMPLES de cada agente de distribuição detentor de CCEAR deverá ser disponibilizado pela CCEE aos agentes vendedores destes contratos, antes do início do prazo de negociação previsto em Procedimento de Comercialização."</i></p>	Não aceita	Matéria fora do escopo desta Audiência Pública. O perfil de carga, consolidado pelo SIMPLES, possui natureza confidencial.

(Fl. 28 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		A justificativa da alteração é proporcionar uma isonomia de informação quando da negociação da sazonalização dos CCEAR, para os casos onde há aplicação de contingência. Tal conhecimento facilitará a interação e a negociação entre os agentes envolvidos.		
ENERGIAS DO BRASIL	7.4	<p>14. Sugere-se que, no processo de alocação de potência dos CCEARs, sejam considerados os seguintes critérios:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) aloca-se a potência do CCEAR em cada hora do patamar de carga pesada; e (ii) determina-se o perfil de carga remanescente para os patamares de carga média e leve, alocando o restante do montante mensal do CCEAR. <p>A regra vigente, na maioria das vezes, não utiliza o contrato em sua plenitude, no sentido da potência considerada do contrato, no patamar de carga pesada, não ser a efetivamente contratada, o que reduz a cobertura contratual de potência dos agentes de distribuição.</p>	Não aceita	Conforme arranjo concebido desde as regras de comercialização, versão 2005, o CCEAR é o último contrato a ser modulado, com vistas a atender a todos os requisitos de energia e potência do agente de distribuição.
ENERGIAS DO BRASIL	7.3.2	<p>15. Sugere-se que seja explicitada a definição de “Perfil do SIMPLES”, por meio de equações algébricas.</p> <p>O entendimento do que é “Perfil do SIMPLES” tem variado ao longo dos anos, e todo processo de sazonalização acaba determinando várias interações entre agentes, EPE e CCEE, para a obtenção de um consenso.</p>	Não aceita	No âmbito das regras de comercialização, os montantes de energia referentes ao perfil de carga do agente de distribuição, consolidado pelo SIMPLES, são apenas dados utilizados para fins de contabilização.
LIGHT SESA	7.3.3	<p>16. Modular os CCEARs considerando o perfil da carga total de cada agente de distribuição, sem descontar a parcela atendida pelos contratos bilaterais.</p> <p>A regra vigente permite ao agente de distribuição realizar arbitragem na modulação dos contratos bilaterais, especialmente aqueles firmados entre partes relacionadas.</p> <p>Este fato, associado à volatilidade dos preços semanais, permite que tais agentes aloquem quantidades maiores de energia dos CCEARs nas semanas de preços mais elevados,</p>	Não aceita	Vide seção III. 4 desta Nota Técnica.

(Fl. 29 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		causando perdas financeiras aos agentes vendedores de CCEAR. Além de prejudicar os agentes vendedores, esta prática também pode provocar ônus aos consumidores cativos, pois tende a elevar o montante de exposições financeiras negativas.		
Contabilização – Módulo 3 - Contratos do PROINFA (CP)				
ENERGIAS DO BRASIL	6	17. Sugere-se que a CCEE elabore relatórios mensais contendo as usinas em operação do PROINFA, discriminadas por tipo de fonte, sendo apresentada a relação das usinas participantes do MRE. Na medida em que os montantes de energia associados às cotas do PROINFA vão se tornando mais significativos, é importante conhecer os montantes mensais, de modo a permitir gerenciar o portfólio de contratos para evitar exposições no mercado de curto prazo. Tal relatório deve ser disponibilizado aos agentes de distribuição antes do término do período para ajustes dos contratos bilaterais.	Não considerada	Matéria fora do escopo desta audiência pública. Tal questão deve ser tratada no Procedimento de Comercialização PdC AC.05 – Tratamento da Energia do PROINFA na CCEE.
Contabilização – Módulo 3 – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (SD)				
ABRACE	9	18. Sugere-se que todas as mudanças afetas ao MCS D sejam procedidas de forma a não causar impactos no orçamento da CCEE, visto ser um mecanismo exclusivo do Ambiente de Contratação Regulada – ACR.	Não considerada	O processamento do MCS D é uma atribuição da CCEE estabelecida na Convenção de Comercialização.
AES Eletropaulo	9.3.18 e 9.3.19	19. Alterar a formatação do mecanismo para compensação das variações de mercado decorrentes de atualizações das cotas-partes de Itaipu, de modo a tratar tais variações, de forma prioritária, no MCS D anual 4%, cujas principais premissas são: <ul style="list-style-type: none"> os agentes de distribuição, que tiverem aumento de suas cotas-partes, poderão declarar sobras além do limite de 	Não aceita	Vide seção III. 5 desta Nota Técnica.

(Fl. 30 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>4%, limitadas ao referido aumento; e</p> <ul style="list-style-type: none"> os agentes de distribuição que declararem déficits em função da redução de suas cotas-partes, deverão ter prioridade no atendimento destes déficits no referido mecanismo. <p>Adicionalmente, em atendimento ao disposto no parágrafo único do art. 4º da Resolução Normativa nº 222, de 2006, as regras de comercialização devem estabelecer o tratamento das referidas variações de mercado, quando não houver completa compensação.</p>		
CCEE	9.3.14	<p>20. Alterar a redação do fundamento conceitual 9.3.14 para: <i>"9.3.14 Para as sobras decorrentes de Outros Desvios de Mercado serão realizadas duas aplicações ordinárias do MCSD no decorrer do ano, preferencialmente antes de um dos leilões previstos no Artigo 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, conforme definido pela ANEEL da seguinte forma:</i></p> <p><i>a) a primeira será executada necessariamente no primeiro semestre de cada ano, com vigência das cessões a partir de julho de cada ano; e</i></p> <p><i>b) a segunda, opcional, será executada no segundo semestre de cada ano com vigência das cessões a partir da data de execução desta rodada."</i></p> <p>A proposta de alteração visa explicitar os momentos do processamento do MCSD trocas-livres.</p>	Aceita	
CEMIG	9.3.18 e 9.3.19	<p>21. Considerar, no processamento do MCSD anual por variações das cotas-partes de Itaipu, que os montantes correspondentes a tais variações, definidos pela ANEEL, deverão ser, compulsoriamente, compensados no MCSD.</p> <p>As alterações nas cotas-partes de Itaipu não devem interferir no montante total de energia contratado dos agentes de distribuição, o que só será alcançado por meio de MCSD com participação compulsória.</p>	Não aceita	Vide seção III. 5 desta Nota Técnica.

(Fl. 31 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>Tal compulsoriedade evitará que algumas agentes de distribuição façam seus ajustes de portfólio neste MCS D específico, não sendo disponibilizadas as sobras em detrimento de outras que poderão ter volumes não compensados.</p> <p>Ademais, no caso de agentes que não possuem montantes de energia suficientes, vinculados a CCEARs, para compensar as sobras, esta energia não compensada não poderá ser objeto de penalidade pela ANEEL ou CCEE.</p> <p>Da mesma forma, agentes com déficit, devido a montantes não compensados no MCS D, não poderão sofrer aplicação de penalidade pela CCEE, e deverão ter a garantia de repasse dos custos de compra.</p>		
CEMIG	9.3.18 e 9.3.19	<p>22. Estabelecer que os montantes declarados e não compensados no processamento do MCS D anual por variações das cotas-partes de Itaipu, sejam considerados como lastro fictício na CCEE para fins de aplicação de penalidades.</p> <p>A Resolução Normativa nº 218, de 2006, determinou que a CCEE submetesse à ANEEL "proposta de tratamento das variações não compensadas" no MCS D anual por variações das cotas-partes de Itaipu.</p> <p>Na minuta das regras de comercialização submetida à audiência pública, não há qualquer proposta para o tratamento destes montantes não compensados.</p> <p>Desta forma, sugere-se que, no âmbito da CCEE, estas variações não compensadas sejam consideradas como compra frustrada no processo de apuração do nível de cobertura contratual do consumo dos agentes de distribuição que detêm cotas-partes de Itaipu.</p>	Não aceita	Vide seção III. 5 desta Nota Técnica.
CESP	9.3.14	<p>23. Excluir o fundamento conceitual 9.3.14: "9.3.14. Para as sobras decorrentes de Outros Desvios de Mercado serão realizadas duas aplicações ordinárias do MCS D no decorrer de ano, preferencialmente antes de um dos leilões previstos no</p>	Não aceita	Entende-se adequado o formato do MCS D trocas-livres.

(Fl. 32 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Artigo 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, conforme definido pela ANEEL.</i></p> <p>Entende-se que o MCSD trocas-livres não está contemplado no art. 29 do Decreto nº 5.163, de 2004, e não deveria constar das regras de comercialização.</p>		
COPEL	9.3.10 a 9.3.14	<p>24. Sugere-se que, nos casos onde o montante de energia associado às declarações de déficits supera o volume declarado de sobras para fins do processamento do MCSD mensal, não sejam validadas tais declarações de sobras.</p>	Não aceita	A proposta apresentada fere o disposto no art. 29 do Decreto nº 5.163, de 2004, que estabelece as condições para declaração de sobras de energia elétrica no MCSD.
COPEL	9.3.18 e 9.3.19	<p>25. Considerar, na regulamentação do MCSD anual por variações das cotas-partes de Itaipu, os seguintes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) efetuar o processamento antes do acionamento do MCSD anual 4%, para permitir aos agentes, ainda com déficits, solicitarem o restante das compensações possíveis; (ii) promover a redistribuição das cotas-partes de Itaipu no mês em que se processar o MCSD <i>ex-post</i>, de forma compulsória para os agentes de distribuição que tiverem sua cota-parte alterada e não aliviada no MCSD <i>ex-ante</i>; e (iii) permitir, ao agente cotista com sobras, a possibilidade de compensação de uma possível subcontratação em 2009, face à compra frustrada dos leilões de transição. 	Não aceita	Vide seção III. 5 desta Nota Técnica.
CPFL Energia	9.3.18 e 9.3.19	<p>26. Garantir a participação, no MCSD anual por variações das cotas-partes de Itaipu, apenas dos agentes de distribuição que detêm tais cotas-parte, de forma a garantir que o mecanismo seja efetivo na realocação das quantidades de energia, minimizando as exposições positivas e negativas dos agentes envolvidos.</p>	Não aceita	Vide seção III. 5 desta Nota Técnica.
ENERGIAS DO BRASIL	9	<p>27. Sugere-se que as regras de comercialização estabeleçam a execução do MCSD em três etapas:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) os agentes de distribuição encaminham a declaração de 	Não aceita	Procedimentos e eventos relativos a processos que geram rebatimentos na contabilização e liquidação financeira, devem ser disciplinados em procedimentos de comercialização.

(Fl. 33 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>sobras e déficits de energia;</p> <p>(ii) após validar as declarações de sobras, a CCEE publica os montantes de sobras e déficits declarados; e</p> <p>(iii) em caso de as sobras serem inferiores a um percentual definido de déficit, os déficits declarados poderão ser ratificados ou retificados.</p> <p>Tal proposta permite ao agente deficitário avaliar se o custo operacional associado a cessões de montantes pouco expressivos supera o benefício alcançado pela redução do déficit.</p>		
ENERGIAS DO BRASIL	9	<p>28. Permitir, no MCSD anual 4%, até três declarações de sobras anuais, com reduções iniciando-se nos dias 1º de janeiro, 1º de maio e 1º de setembro, sendo que a soma dos montantes reduzidos não excede 4%.</p> <p>A referida mudança faz com que os agentes de distribuição possam melhor ajustar suas contratações ao mercado verificado, reduzindo riscos não-gerenciáveis e sobras de energia, com impactos sensíveis na modicidade tarifária.</p>	Não aceita	Tal proposta dificulta a compensação de sobras e déficits.
ENERGIAS DO BRASIL	9	<p>29. Alterar a formatação do MCSD anual por variações das cotas-partes de Itaipu, de modo que as sobras declaradas e não compensadas sejam objeto de redução de CCEAR, uma vez que são variações de contratos firmados antes da Lei nº 10.848, de 2004 e, portanto, devem seguir o art. 29 do Decreto nº 5.163, também de 2004.</p> <p>Ademais, para evitar que situações conjunturais influenciem demasiadamente as declarações dos agentes de distribuição, sugere-se que tal processamento do MCSD seja executado no mês de junho.</p>	Não aceita	Vide seção III. 5 desta Nota Técnica.
LIGHT	9.3.18 e	<p>30. Processar o MCSD anual por variações das cotas-partes de Itaipu junto com o MCSD anual 4%, em duas rodadas,</p>	Não aceita	Vide seção III. 5 desta Nota Técnica.

(Fl. 34 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
	9.3.19	<p>conforme os seguintes critérios:</p> <p>(I) as sobras de CCEAR dos agentes de distribuição que adquiriram cotas-partes de Itaipu se destinarão, prioritariamente, a cobrir os déficits daqueles que cederam tais cotas, limitadas às respectivas variações; e</p> <p>(II) os déficits remanescentes dos agentes de distribuição que cederam cotas-partes de Itaipu se somarão aos déficits dos demais agentes, e irão disputar em igualdade de condições as sobras de CCEAR.</p> <p>Esta alteração é para que PMAX_CCEAR assuma apenas valores positivos.</p>		
LIGHT	9.3.18 e 9.3.19	<p>31. Promover a redistribuição compulsória das cotas-partes de Itaipu em janeiro do ano subsequente, antes do MCSD <i>ex-post</i>. Tal mecanismo de redistribuição seria acionado somente quando:</p> <p>(I) houvesse agente de distribuição cotista subcontratado e que teve sua cota-parte reduzida e com frustração ; e</p> <p>(II) houvesse agente de distribuição cotista sobrecontratado e que teve sua cota-parte aumentada.</p> <p>A transferência de cotas-partes do agente de distribuição cotista sobrecontratado (que recebeu cotas) para aquele subcontratado (que teve suas cotas-partes reduzidas) dar-se-ia até o nível de contratação deste último atingir 100%.</p> <p>Haveria transferência de contrato mediante acerto financeiro, independentemente da diferença entre o PLD e o preço da energia proveniente de Itaipu.</p>	Não aceita	Vide seção III. 5 desta Nota Técnica.
LIGHT	9.3.14	<p>32. Alterar a periodicidade do processamento do MCSD trocas-livres, de modo a assegurar a gestão de risco, mês a mês, pelos agentes de distribuição, em virtude da volatilidade dos mercados.</p>	Não aceita	A SEM entende adequada a formatação do MCSD trocas-livres, com um processamento no mês de julho, preferencialmente antes de um dos leilões de ajuste, sendo facultada a realização de outro processamento antes do leilão "A - 1".

(Fl. 35 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>A nova formatação pode ser apresentada da seguinte forma:</p> <p>(I) o primeiro processamento ocorreria, necessariamente, no primeiro semestre de cada ano, com vigência das cessões a partir do mês de julho; e</p> <p>(II) o segundo processamento, opcional, ocorreria no segundo semestre de cada ano, com vigência das cessões a partir da data de seu acionamento.</p>		Tal formatação está fundamentada no incentivo à eficiência na previsão de mercado e na consideração dos significativos custos de transação decorrentes da celebração de um grande volume de termos de cessão.
Neoenergia	9.3.14	<p>33. Permitir a declaração de sobras e déficits por outros desvios de mercado no MCSD mensal.</p> <p>Esta forma de operacionalização proposta assegurará a plena gestão de riscos por parte dos agentes de distribuição.</p>	Não aceita	Entende-se adequado o tratamento de sobras e déficits, decorrentes de outras variações de mercado, no MCSD trocas-livres e MCSD anual 4%.
Contabilização – Módulo 4 – Energias Asseguradas (EA)				
CESP	MA.7.3	<p>34. Alterar a forma de cálculo do fator FID_{pm}, expresso na formulação algébrica MA.7.3, para que este fator represente corretamente a dependência não linear entre a garantia física e os índices de disponibilidade.</p> <p>A Resolução ANEEL nº 688, de 2003, que estabelece o Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA para refletir a elevação dos índices de indisponibilidade registrados nas usinas hidrelétricas pertencentes ao MRE, prevê uma dependência linear e direta entre garantia física e os índices de indisponibilidade.</p> <p>Contudo, de acordo com a metodologia oficial de cálculo de garantia física, é sabido que esta função de dependência não é linear e varia com o tipo de usina, hidráulica ou térmica, e com outros fatores, tais como nível de motorização e o grau de inflexibilidade operacional da usina.</p>	Não considerada	Conforme as formulações algébricas MA.8.1 (Módulo 4) e GF.1.2 (Módulo de Penalidades), o fator de disponibilidade não influencia na garantia física.
Contabilização – Módulo 5 – Alocação de Excedente Financeiro (EF)				
ABIAPE	2.3	<p>35. Restituir o direito do agente de autoprodução de decidir pela alocação do alívio de exposição dos pontos de consumo localizados em submercados onde não há garantia física para</p>	Não aceita	Vide seção III. 6 desta Nota Técnica.

(Fl. 36 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>promover a cobertura contratual de consumo.</p> <p>A alteração proposta restringe a decisão do agente detentor de direitos especiais sobre quais submercados será utilizado o direito de alívio de exposição. É importante que o direito à alocação do excedente financeiro procure mitigar os riscos não controláveis dos agentes afetados pela diferença de preços, ou seja, minimizar os riscos adicionais aos agentes com contratos pré-existentes devido à criação de submercados com o advento da CCEE.</p> <p>Em relação ao objetivo da proposta de eliminar a possibilidade de arbitragem pelos agentes de autoprodução, cabe esclarecer que a regra em vigor já não permite a esse agente auferir ganhos com o exercício do direito de alívio de exposição, e sim minimizar o risco da transferência de energia entre os submercados pela exposição à diferença de preço.</p> <p>Desta forma, deve ser mantida a declaração anual de montantes sazonalizados de energia de autoprodução para cada mês do ano e para cada um dos submercados.</p>		
ABRAGE, APINE e FURNAS	2.3.15	<p>36. Sugere-se que eventuais sobras de excedente financeiro, após o alívio das exposições do mês, sejam utilizadas para alívio das exposições residuais de meses anteriores.</p> <p>Após a plena compensação, a utilização do excedente financeiro volta a ser destinado ao abatimento de ESS.</p> <p>A participação no MRE é compulsória para diversos geradores e a exposição residual não é objeto de gestão por parte do agente. A utilização do excedente para alívio dos meses anteriores não corrige esse problema, mas, certamente, ameniza os prejuízos provocados por meses atípicos.</p>	Não aceita	<p>A alteração proposta não atende ao princípio da modicidade tarifária, uma vez que se trata do uso de eventual recurso destinado à redução de ESS.</p> <p>Ademais, cabe ressaltar que o excedente financeiro ("<i>surplus</i>") não pertence a qualquer categoria específica de agentes, sendo sua destinação objeto de regulamentação.</p>
CESP	2.3.15	<p>37. Alterar a redação do fundamento conceitual 2.3.15 para: "<i>2.3.15. Se o Excedente Financeiro total for suficiente, todas as exposições negativas daquele mês são eliminadas. Se sobrar Excedente Financeiro, esta sobra é então utilizada para aliviar as exposições do mês imediatamente anterior. Se ainda</i></p>	Não aceita	Vide resposta à contribuição 36.

(Fl. 37 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>houver sobra após este passo, ela é utilizada para aliviar as exposições não compensadas dos últimos 11 meses anteriores. Havendo ainda sobras, estas serão utilizadas para reduzir as despesas dos perfis de consumo dos Agentes com encargos de serviços de sistema (ESS). E finalmente, se ainda sobrar excedente após o alívio dos ESS, a sobra final será depositada num fundo destinado a aliviar despesas de ESS do mês seguinte."</i></p> <p>A participação no MRE é compulsória para diversos geradores e a exposição residual não é objeto de gestão por parte do agente. A utilização do excedente para alívio dos meses anteriores não corrige esse problema mas, certamente, amenizaria os prejuízos provocados por meses atípicos.</p>		
CESP	EF.1.5	<p>38. Excluir a formulação algébrica EF.1.5: "EF.1.5. Em relação a cada Perfil de Geração do Agente, "g", a Exposição de Autoprodução Entre Submercados ($VCAUT_{gsij}$), a Exposição Positiva de Autoprodução ($PVAU_{gsij}$) e a Exposição Negativa de Autoprodução ($NVAU_{gsij}$) deverão ser determinadas para cada Período de Comercialização, "j", cada Submercado, "s" e cada Submercado, "l", de acordo com as seguintes regras:</p> <p>a) $VCAUT_{gsij} = EAAUT_{gsij} * (PLD_{lj} - PLD_{sj})$</p> <p>b) Se $VCAUT_{gsij} > 0$, então:</p> <p>$PVAU_{gsij} = VCAUT_{gsij}$</p> <p>c) Caso contrário:</p> <p>$NVAU_{gsij} = -1 * VCAUT_{gsij}$ "</p>	Aceita	A formulação algébrica utilizada para calcular a exposição financeira do agente de autoprodução está apresentada no item EF.1.4.
CESP	2.2.3 e 2.3.3	<p>39. Alterar a descrição do sinalizador de escopo "SUB_F_{gsif}" para :</p> <ul style="list-style-type: none"> • SUB_F_{gsif} = 1 Se o Agente optar em dar direito ao Alívio de Exposição sobre à energia de autoprodução destinada ao atendimento da carga no Submercado, "s", referente 	Aceita	A CCEE deverá, adicionalmente, alterar a redação do fundamento conceitual 2.3.3 para promover a correção do índice do referido sinalizador de escopo.

(Fl. 38 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>ao Ano de Apuração, "f".</p> <ul style="list-style-type: none"> • $SUB_F_{gsif} = 0$ em caso contrário 		
CESP	2.3	<p>40. Inserir o seguinte fundamento conceitual : "2.3.16. Liberar o uso do SURPLUS em meses subseqüentes a aquele em que se constatar insuficiência de fundos até que o débito decorrente seja quitado, quando então, a utilização do SURPLUS ficaria limitada a um mês."</p> <p>Tal consideração visa evitar o ocorrido no final de 2003 e início de 2004, onde o ônus de aproximadamente 260 milhões de reais ficou com os agentes geradores que contribuíram para evitar o estado de racionamento no Nordeste.</p>	Não aceita	Vide resposta à contribuição 36.
DUKE ENERGY	2.3	<p>41. Recomendar a realização de uma avaliação mais profunda da alocação do excedente financeiro, de modo a obter uma formatação que promova o máximo de alívio de exposições possível para os agentes do perfil de geração.</p>	Parcialmente aceita	Estão sendo promovidas alterações no alívio de exposições financeiras dos agentes de autoprodução para permitir um tratamento mais equânime dos recursos oriundos do excedente financeiro.
Contabilização – Módulo 5 - Alívio de Exposições Financeiras de CCEARs (EC)				
CESP	EC.1.1	<p>42. Inserir, na formulação algébrica EC.1.1, o índice ao acrônimo "quantidade contratada", conforme segue: $CQ \rightarrow CO_{ei}$</p>	Aceita	
ENDESA Cachoeira	3.3.3	<p>43. Sugere-se que eventual excesso de recursos provenientes de exposições positivas de CCEARs componha o excedente financeiro, de modo a aliviar as exposições negativas dos agentes participantes do MRE, dos agentes com direitos especiais, do agente comercializador da energia de Itaipu e dos agentes com direitos de autoprodução.</p> <p>Naturalmente, tal destinação só deverá ocorrer quando o excedente financeiro não é suficiente para cobrir todas as exposições negativas.</p>	Não aceita	<p>O art. 28 do Decreto nº 5.163, de 2004, estabelece que as regras de comercialização deverão prever mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem CCEARs. E, na falta de cobertura integral dos dispêndios decorrentes dos riscos financeiros supracitados, é assegurado o repasse das sobras aos consumidores finais dos agentes de distribuição.</p> <p>A eventual sobra de recursos proveniente de exposições positivas de CCEARs deve ser destinada aos consumidores cativos, visto serem eles os responsáveis por suportar as situações onde há alívio parcial das exposições negativas de CCEARs.</p>

(Fl. 39 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
Contabilização – Módulo 6 – Restrições de Operação (RO)				
FURNAS	2.3	<p>44. Considerar, no cálculo de ESS, as seguintes situações:</p> <p>a) caso o PLD seja superior ao custo de geração da usina, deve ser considerado como geração, a título de ESS, a diferença entre a disponibilidade verificada e o maior valor entre a efetiva geração e inflexibilidade declarada; e</p> <p>b) caso o PLD seja inferior ao custo de geração da usina, deve ser considerado como geração, a título de ESS, a diferença entre sua efetiva geração e inflexibilidade declarada.</p>	Não aceita	<p>O agente deve ser ressarcido somente pelo seu custo de oportunidade.</p> <p>Os ESS devem ser capazes de recompensar o agente por sua perda de oportunidade (OFF) ou por custo de geração a maior (ON) não recuperados pelo PLD. Portanto, devem considerar a diferença entre a geração programada e a geração verificada.</p>
Contabilização – Módulo 6 – Serviços Ancilares (SA)				
CHESF	3	<p>45. Ressaltar a importância de estabelecer, objetivamente, as condições para que os agentes de geração sejam ressarcidos, via ESS, quando da incidência de custos de implantação ou reposição de equipamentos e/ou peças, referentes às modificações na planta, para fins de prestação de serviços ancilares.</p> <p>O ESS deverá contemplar os custos de restrições de operação como da prestação de serviços ancilares. E, conforme previsto no item 3.1 (Introdução), estão incluídas, neste contexto, as usinas atualmente em operação que tiveram autorização para reposição de equipamentos e peças destinadas à prestação deste serviço. E tais custos deverão ser auditados e aprovados pela ANEEL e ressarcidos via ESS.</p> <p>Todavia, é necessário descrever a forma, os prazos e as condições para que esses agentes sejam ressarcidos, de modo a estimular a realização de novos investimentos.</p>	Não considerada	<p>Matéria fora do escopo desta Audiência Pública. No âmbito das regras de comercialização, devem constar apenas os mecanismos para apuração, com base no processo de agregação contábil da medição, dos valores referentes à prestação de serviços ancilares, de modo a permitir a contabilização.</p>
Contabilização – Módulo 6 – Totalização (TC)				
ABRACE	4.3.1	<p>46. Entende-se que a destinação dos recursos oriundos das penalidades de medição e por falta de combustível é adequada</p>	Não considerada	<p>As questões de natureza regulatória atinentes ao SMF e ao SCDE estão fora do escopo desta Audiência Pública.</p>

(Fl. 40 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		para o abatimento dos ESS. Todavia, reitera-se a necessidade de assegurar aos Agentes da CCEE as adequações do Sistema de Medição de Faturamento – SMF exigidas no Procedimento Provisório para Adequação do SMF ao Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE, conforme regulamentação da ANEEL, evitando, com isso, obsolescências, gastos e paradas desnecessárias.		
ABRAGE e FURNAS	4.3.1	47. Destinar os recursos oriundos das penalidades de medição para o abatimento do valor das contribuições associativas, referentes à manutenção da CCEE.	Não aceita	Vide seção III. 8 desta Nota Técnica.
CHESF	4.3.1	48. Destinar os recursos oriundos das penalidades de medição para o abatimento do valor das contribuições associativas, referentes à manutenção da CCEE. Ademais, toda menção a essa penalidade deve ser transferida para o módulo de penalidades das regras de comercialização.	Não aceita	Vide seção III. 8 desta Nota Técnica.
ENDESA Cachoeira, ENDESA CIEN e ENDESA Fortaleza	4.3.1	49. Destinar os recursos oriundos das penalidades de medição para o abatimento do valor das contribuições associativas, referentes à manutenção da CCEE. Visto que o processo de implantação do sistema de medição de faturamento produz rebatimentos no mercado de energia elétrica como, por exemplo, impedindo a celeridade da contabilização das operações de compra e venda, os recursos advindos de tais penalidades devem ser compartilhados entre todos os agentes de mercado.	Não aceita	Vide seção III. 8 desta Nota Técnica.
LIGHT	4.3.1	50. Ressaltar que é preciso definir, com clareza, as responsabilidades técnicas e financeiras dos agentes no que se refere à implantação do sistema de medição de faturamento. Ademais, deve ser estabelecido o tratamento do agente de transmissão quanto às suas responsabilidades na referida implantação.	Não considerada	Matéria fora do escopo desta Audiência Pública. No âmbito das regras de comercialização, só será tratada a destinação dos recursos oriundos da aplicação da penalidade de medição. Demais questões, atinentes à implantação do sistema de medição de faturamento, serão definidas em atos normativos.

(Fl. 41 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
Penalidades – Garantia Física (GF)				
CESP	2.3.5	<p>51. Alterar a redação do fundamento conceitual 2.3.5 para: "2.3.5. O Valor Anual de Referência – VR, será calculado considerando, a média ponderada entre, os valores médios de aquisição da Energia, e as Quantidades Totais de energia, expressa em MWh ano, ambos relativos aos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados nos anos de "A-5", e "A-3". Sendo que:</p> <p>a. Até 2008 <u>2009</u>, a ANEEL estabelecerá o VR conforme os seguintes critérios:</p> <p>(i) Para os anos de 2005 e <u>e</u> 2006 e <u>e</u> 2007, o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004, para início de entrega naqueles anos;</p> <p>(ii) Para os anos de 2007 e 2008 <u>e 2009</u>, deverá ser calculada conforme descrito em 2.3.6, considerando que:</p> <p>(A) Para o ano de "A-5", considerar média ponderada entre os valores médios de aquisição da Energia e as quantidades totais de energia, expressa em MWh ano, proveniente de novos empreendimentos de geração realizados até o final de 2005, para entrega em 2009 e 2010.</p> <p>(B) Para o ano de "A-3", considerar média ponderada entre os valores médios de aquisição da Energia e as quantidades totais de energia, expressa em MWh ano, proveniente de novos empreendimentos de geração realizados até o final de 2005, para entrega em 2007 e 2008."</p> <p>Tal alteração visa adequar-se ao disposto no Decreto nº 5.911, de 2006, que alterou o art. 35 do Decreto nº 5.163, de 2004.</p>	Parcialmente aceita	<p>A redação do fundamento conceitual 2.3.5 deverá ser alterada para: "2.3.5. Até 31 de dezembro de 2009, a ANEEL deverá estabelecer o valor o Valor Anual de Referência – VR conforme as seguintes diretrizes:</p> <p>a) para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para início de entrega naqueles anos; e</p> <p>b) para os anos de 2008 e 2009, o VR será o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos.</p> <p>(i) a média ponderada definida em (b) considerará os valores médios de aquisição de energia e as quantidades totais de energia, expressa em MWh/ano."</p>

(Fl. 42 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
Penalidades – Insuficiência de Lastro para Venda de Energia (LV)				
ABIAPE	3.4	52. Sugere-se que, na apuração do nível de insuficiência de lastro para venda de energia dos agentes de autoprodução, seja considerado o entendimento consolidado pelo Despacho ANEEL nº 1.599, de 19 de julho de 2006, que garante a compensação de eventuais sobras e déficits na janela móvel de doze meses.	Já prevista	A formulação algébrica referente ao cálculo do nível de insuficiência de lastro para venda de energia dos agentes de autoprodução contempla o conceito de compensação de eventuais sobras e déficits na janela móvel. Ademais, será permitida a venda de excedente no mês onde a geração de autoprodução é superior ao consumo.
ABRACEEL	3.3.4	53. Dispensar aos agentes da categoria geração a aferição da insuficiência de lastro de venda com base no ano civil, sendo que as penalidades associadas seriam calculadas em janeiro de cada ano, considerando os doze meses do ano anterior. As regras de aferição de insuficiência de lastro de venda para geradores, com base em uma média móvel dos últimos doze meses anteriores ao mês de apuração, resulta na alocação de um significativo risco ao agente gerador, de caráter pouco gerenciável, tornando mais complexo o processo de sazonalização de sua energia assegurada. Isto porque a média móvel faz com que o balanço entre recursos e requisitos considere valores referentes a meses pertencentes a dois anos civis distintos. Assim, a sazonalização da garantia física de empreendimentos de geração de um novo ano fica condicionada pelo “passado”, ou seja, o gerador necessita considerar o balanço dos meses do ano anterior.	Não aceita	Vide seção III. 14 desta Nota Técnica.
ABRAGE, ENDESA Cachoeira, ENDESA CIEN, ENDESA Fortaleza e FURNAS	3.3.4	54. Sugere-se que o período para aferição do lastro para venda do agente de geração seja o ano civil, e que as penalidades sejam calculadas em janeiro de cada ano, referentes ao ano anterior. A sazonalização de energia assegurada ocorre no fim do ano, válido para o ano seguinte, subsequente à sazonalização dos contratos de compra e venda de energia. Esta última, via de regra, é feita de acordo com o perfil de carga do agente comprador para o ano civil objeto da sazonalização, não possuindo o gerador, portanto, mecanismo de controle sobre o	Não aceita	Vide seção III. 14 desta Nota Técnica.

(Fl. 43 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>processo.</p> <p>Logo, a sazonalização de energia assegurada sofre clara influência da sazonalização dos contratos, posto que o gerador necessita possuir recursos suficientes, no âmbito da CCEE, ao longo do ano, para cumprimento de seus requisitos.</p> <p>A atual forma de aferição do balanço entre recursos e requisitos de energia, para efeito de aplicação de penalidades por insuficiência de lastro, com base na média móvel dos últimos doze meses, resulta na alocação de um significativo risco ao agente vendedor, de caráter pouco gerenciável.</p> <p>Cabe registrar ainda a não isonomia de tratamento entre os agentes na CCEE, na medida em que a aferição do nível de cobertura contratual do consumo dos agentes de distribuição é feita com base no ano civil.</p>		
APINE	3.2	<p>55. Alterar a redação da definição do acrônimo LVDC_{gm} para:</p> <p>"Nome: <i>Efeito da Deliberação do Conselho de Administração da CCEE <u>ou de ato regulatório</u> sobre o Lastro para Venda.</i></p> <p>Descrição: <i>Montante em MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE <u>ou por ato regulatório</u> que altera o valor da insuficiência de Lastro para Venda calculada anteriormente."</i></p> <p>Tal alteração visa incorporar, diretamente, as decisões da ANEEL com relação à apuração de lastro para venda.</p>	Parcialmente aceita	Toda decisão do órgão regulador, que gere rebatimentos no processo de apuração do nível de insuficiência de lastro para venda de energia elétrica de algum agente, deve ser considerada pelo Conselho de Administração da CCEE.
CCEE	3.3	<p>56. Alterar a numeração dos seguintes fundamentos conceituais:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fundamento conceitual 3.3.3 → 3.3.8 • Fundamento conceitual 3.3.4 → 3.3.3 • Fundamento conceitual 3.3.5 → 3.3.4 • Fundamento conceitual 3.3.8 → 3.3.5 • Fundamento conceitual 3.3.9 → 3.3.12 • Fundamento conceitual 3.3.10 → 3.3.13 	Aceita	

(Fl. 44 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		A remuneração visa segregar as diversas particularidades tratadas dentro deste módulo.		
CCEE	3.3	<u>57. Inserir o seguinte fundamento conceitual: "3.3.9. Para fins de apuração da Penalidade dos Autoprodutores, a CCEE calculará o consumo do Agente sujeito à penalização, baseado no consumo efetivamente verificado, deduzidas das quotas do PROINFA."</u>	Parcialmente aceita	A redação do fundamento conceitual 3.3.9 deverá ser: "3.3.9. Para fins de apuração do nível de insuficiência de lastro para venda de energia de agentes de autoprodução, a CCEE considerará as cotas de energia do PROINFA destinadas a esses Agentes."
CCEE	3.3	<u>58. Inserir o seguinte fundamento conceitual: "3.3.10. A Garantia Física do(s) empreendimento(s) de geração do Agente Autoprodutor será alocada prioritariamente para o atendimento ao consumo sujeito à penalização. Caso o Agente não atenda todo o seu consumo com sua Garantia Física este deverá adquirir energia para o atendimento do consumo, se não o fizer estará sujeito às penalizações nos montantes não cobertos."</u>	Parcialmente aceita	A redação do fundamento conceitual 3.3.10 deverá ser: "3.3.10. A Garantia Física do(s) empreendimento(s) de geração do Agente Autoprodutor será alocada prioritariamente para o atendimento do próprio consumo."
CCEE	3.3	<u>59. Inserir o seguinte fundamento conceitual: "3.3.11. Os Agentes Autoprodutores poderão vender energia sem que sejam penalizados, desde que a venda não seja superior ao excedente de Garantia Física apurado em um dado Mês de Apuração ou no período de 12 meses. O Agente não será penalizado por Insuficiência de Lastro para Venda se atender as seguintes condições: a) a venda seja realizada num mês de apuração, em que o Agente possua sobra de Garantia Física em relação ao consumo do Agente sujeito a penalização, e a venda seja limitada ao valor dessa sobra; ou b) a venda seja realizada em qualquer mês dentro do período de 12 meses, desde que o Agente possua sobras de Garantia Física no período em relação ao consumo do Agente sujeito a penalização do mesmo período, e a venda seja limitada ao valor da sobra."</u>	Parcialmente aceita	A redação do fundamento conceitual 3.3.11 deverá ser: "3.3.11. Os Agentes Autoprodutores poderão firmar contratos de venda, no perfil de geração, sem que sejam penalizados por insuficiência de lastro para venda de energia, nas seguintes situações: a) se o contrato de venda for registrado no mês de apuração em que o Agente possuir Garantia Física superior ao consumo, sendo esta venda limitada ao excedente de geração; ou b) se o contrato de venda for registrado no mês em que a apuração de lastro para venda, com base na média móvel de 12 meses, sinalizar sobras de garantia física, sendo esta venda limitada ao excedente de geração."
CCEE	LV.2.3	<u>60. Alterar a numeração e a formulação algébrica LV.2.3 para: "LV.2.4. Com relação ao Perfil de Geração do Agente, "g",</u>	Parcialmente aceita	A CCEE deverá inserir a definição da variável MPFA _{em} conforme

(Fl. 45 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>pertencente à Classe dos Autoprodutores, o Lastro para Venda de Agentes de Geração (LVAG_{gm}) e o Saldo Mensal de Garantia Física para Venda (SMGV_{gm}) deverá <u>deverão</u> ser determinado <u>determinados</u> para cada Mês de Apuração, "m", de acordo com as seguintes regras:</p> <p>a) $SMGV_{gm} = \min \left(VTG_{gm}, \max \left(0, \sum_m TGFIS_{gj} - TRC_APP_{rm} \right) \right)$</p> <p>b) Se $\sum_{12m} \left(\sum_m TGFIS_{gj} - SMGV_{gm} \right) \geq \sum_{12m} TRC_APP_{rm}$, então:</p> $LVAG_{gm} = \sum_{12m} \left(\sum_m TGFIS_{gj} - SMGV_{gm} \right)$ <p>c) Do contrário:</p> $LVAG_{gm} = \min \left(\sum_{12m} \left(\begin{array}{l} CCG_{gm} + CCD_{rm} - SMGV_{gm} \\ \text{Comprador} \\ - \sum_{er} MPFA_{em} \end{array} \right), \sum_{12m} TRC_APP_{rm} \right)$ <p>onde "r" é o Perfil de Consumo do Agente, se houver, para o qual $VINC_F_{gr} = 1$.</p>		<p>disposto no módulo 3 das regras de comercialização:</p> <p>Acrônimo: MPFA_{em}</p> <p>Nome: Energia Elétrica Mensal do PROINFA</p> <p>Unidade: MWh</p> <p>Fornecedor: ELETROBRAS</p> <p>Descrição: montante de energia sazonalizado referente à quota anual de energia do PROINFA</p> <p>Ademais, a CCEE deverá garantir que a variável SMGV_{gm} assumirá valor zero nos casos onde o agente de autoprodução não possuir autorização para comercialização de excedente de energia elétrica.</p>
CCEE	3	<p>61. Inserir a seguinte formulação algébrica: "<u>LV.2.3. Com relação ao Perfil de Consumo do Agente, "r", pertencente à Classe dos Autoprodutores, o Consumo Mensal do Agente Autoprodutor Sujeito a Verificação de Insuficiência de Lastro (TRC APP_m) deverá ser determinado para cada Mês de Apuração, "m", de acordo com a seguinte fórmula:</u></p> $TRC_APP_{rm} = \max \left(0, \sum_{sm} TRC_PNL_{srj} - \sum_{er}^{Comprador} MPFA_{em} \right)$	Parcialmente aceita	Vide resposta à contribuição 60.

(Fl. 46 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		A formulação algébrica proposta visa abater, do consumo do agente de autoprodução, a cota de energia do PROINFA destinada a esse agente.		
CCEE		<p>62. Alterar a numeração e a formulação algébrica LV.2.4 para: "LV.2.5. Com relação ao Perfil de Geração do Agente, "g", o Nível de Insuficiência de Lastro para Venda do Perfil de Geração do Agente ($NIVG_{gm}$) deverá ser determinado para cada Mês de Apuração, "m", de acordo com as seguintes regras:</p> <p>a) Se o Agente pertencer à Classe de Autoprodução:</p> $NIVG_{gm} = \max \left(0, \sum_{12m} \left(\sum_m^{vendedor} \sum_{er} CQ_{ej} \right) - SMGV_{gm} - \left(\sum_{12m} LVDC_{gm} \right) \right)$ <p>b) Do contrário:</p> $NIVG_{gm} = \max \left(0, \sum_{12m} (VTG_{gm} + CRCC_{rm}) - \left(\sum_{12m} (CCG_{gm} + CCD_{rm}) + \sum_{12m} LVDC_{gm} \right) \right)$ <p>onde "r" é o Perfil de Consumo do Agente, se houver, para o qual $VINC_{gr} = 1$."</p>	Aceita	
ENERGIAS DO BRASIL	3.3.4	<p>63. Promover a apuração do nível de insuficiência de lastro para venda de energia com referência nos doze meses do ano civil, tanto para a categoria de geração quanto para a de comercialização.</p> <p>A energia assegurada é definida em base anual e o processo de sazonalização dessa energia assegurada nada mais é do que um processo matemático para discretização mensal.</p> <p>O lastro para venda é obtido pela soma dos seguintes requisitos: energia assegurada sazonalizada para o ano civil e contratos de compra.</p> <p>A penalidade por insuficiência de lastro para venda, aplicável</p>	Não aceita	Vide seção III. 14 desta Nota Técnica.

(Fl. 47 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>aos agentes das categorias de geração e comercialização, é calculada com o critério de média móvel. Dessa forma, a regra mistura sazonalizações de energia assegurada de um ano para o outro, o que é incompatível.</p> <p>Tal fato se agrava quando o agente negocia nos dois ambientes de contratação, sendo introduzindo, no processo de sazonalização de energia assegurada, um risco não gerenciável.</p>		
LIGHT	3.3.9 e 3.3.10	<p>64. Ressaltar a necessidade de transparência no processo de análise, pelo Conselho de Administração da CCEE, de questões atinentes a penalidades.</p> <p>Sugere-se que, na ocorrência desses eventos, seja emitido um relatório descritivo detalhado com as justificativas do Conselho.</p>	Não considerada	<p>Matéria fora do escopo desta audiência pública.</p> <p>Tais questões devem ser tratadas no âmbito do Procedimento de Comercialização PdC AM.10 – Aferição e Aplicação de Penalidades – Cobertura de Consumo, Lastro para Venda de Energia Elétrica e Potência.</p>
Penalidades – Insuficiência de Cobertura Contratual do Consumo (LC)				
ABRACE	4.2 e 4.3	<p>65. Reforçar o entendimento quanto à incorporação, no cálculo do nível de cobertura contratual do consumo de agentes da classe de consumidores livres, do resultado das deliberações do Conselho de Administração da CCEE quanto às penalidades já aplicadas.</p>	Já prevista	<p>A alteração na referida apuração do nível de cobertura contratual do consumo integra o conjunto de aprimoramentos promovidos nas regras de comercialização.</p>
CPFL Energia	4.3	<p>66. Inserir fundamento conceitual para garantir que as exposições positivas e negativas, oriundas da realocação das cotas-partes de Itaipu e não sanadas durante o processamento do MCSD anual por variações das cotas-partes de Itaipu, não produzam penalidades ou prejuízo aos agentes de distribuição.</p> <p>Deve estar previsto, no módulo de Penalidades das regras de comercialização, que as variações das cotas-partes de Itaipu, não sanadas após o processamento do MCSD, serão consideradas na apuração do nível de insuficiência de cobertura contratual do consumo dos agentes de distribuição.</p>	Não aceita	<p>Vide seção III. 5 desta Nota Técnica.</p>
CPFL Energia	4.3	<p>67. Inserir fundamento conceitual para garantir que as exposições positivas e negativas ocasionadas por parcelas</p>	Já prevista	<p>A variável QA_CDNRrft, utilizada no cálculo de insuficiência de cobertura contratual de consumo dos agentes de distribuição,</p>

(Fl. 48 da Nota Técnica nº 059/2007–SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		frustradas, seja por aquisição de energia em montante inferior ao valor declarado nos leilões regulados, seja por redução de quotas de energia do PROINFA, ocorridas após a declaração de necessidades dos agentes no processo de contratação no ACR, não tenham efeito na apuração do nível de insuficiência de cobertura contratual do consumo dos agentes de distribuição.		considera a compra frustrada nos leilões promovidos no ACR.
LIGHT	4.3.8 e 4.3.9	68. Ressaltar a necessidade de transparência no processo de análise, pelo Conselho de Administração da CCEE, de questões atinentes a penalidades. Sugere-se que, na ocorrência desses eventos, seja emitido um relatório descritivo detalhado com as justificativas do Conselho.	Não considerada	Matéria fora do escopo desta audiência pública. Tais questões devem ser tratadas no âmbito do Procedimento de Comercialização PdC AM.10 – Aferição e Aplicação de Penalidades – Cobertura de Consumo, Lastro para Venda de Energia Elétrica e Potência.
Penalidades – Insuficiência de Lastro de Potência (LP)				
ABRAGET	LP.3.4	69. Incorporar tabela com os valores dos parâmetros FAT _{1.4} (Fator de Correção do Preço de Potência) e PAT _{1.3} (Percentual de Folga de Potência), utilizados para o cálculo do preço de referência para aplicação da penalidade de potência. Ressalta-se que após a definição desses valores, tal penalidade deverá ser novamente objeto de audiência pública.	Parcialmente aceita	Vide seção III. 11 desta Nota Técnica.
AES Eletropaulo	5	70. Sugere-se que os recursos oriundos das penalidades de medição e das penalidades por falta de combustível devem ser destinados conforme os recursos provenientes das penalidades por insuficiência de lastro de potência, ou seja, "abatimento de ESS".	Não considerada	Entendimento prejudicado. Os recursos oriundos da aplicação de penalidades por insuficiência de lastro de potência são destinados ao alívio de exposições negativas de CCEARs, visto que o art. 3º do Decreto nº 5.163, de 2004, estabelece que as receitas resultantes da aplicação de penalidades serão revertidas à modicidade tarifária no ACR.
CCEE	LP.3.5	71. Alterar a formulação algébrica LP.3.5 para: "LP.3.5. Com relação ao Mês de Apuração, "m", a CCEE deverá determinar, o Índice Mensal Consolidado para a Atualização Monetária do Preço de Referência da Penalidade de Potência ($IPCA_POT_m$), de acordo com as seguintes regras: a) Se o Mês de Apuração, "m" é o Mês de Outubro, então:	Aceita	

(Fl. 49 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		$IPCA_POT_m = \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{Mt-1}}$ <p>b) Do contrário:</p> $IPCA_POT_m = IPCA_POT_{m-1}$ <p>onde "Mt", refere-se ao Mês de Outubro de 2005."</p>		
CEMIG	LP.1.1	<p>72. Excluir o conceito de potência de referência no centro de gravidade para fins de apuração de insuficiência de lastro de potência.</p> <p>A metodologia de cálculo para determinação da potência de referência não permite afirmar que o valor correspondente está ou não no centro de gravidade e, portanto, pode-se considerar que o valor definido na Portaria MME nº 303, de 2004, ou em ato regulatório específico emitido pela ANEEL, já está referenciado ao centro de gravidade.</p>	Não aceita	O conceito de potência de referência no centro de gravidade configura-se um aprimoramento da regra, com vistas a permitir a adequada comparação entre requisito e lastro de potência do agente de geração.
ENDESA Cachoeira, ENDESA CIEN e ENDESA Fortaleza	LP.3.4	<p>73. Excluir, da definição do preço da penalidade por insuficiência de lastro de potência, o fator de correção do preço de referência apresentado na formulação algébrica LP.3.4.</p> <p>Alterações do preço de referência para o pagamento de penalidade por insuficiência de lastro de potência, motivadas pela variação de sobras de potência, impedem que o agente vendedor possa mensurar o risco associado a essa penalidade.</p>	Não aceita	O art. 2º da Resolução Normativa nº 168, de 2005, estabelece que o valor da penalidade por insuficiência de lastro de potência deve refletir as variações da relação entre oferta e demanda de potência, sinalizando um preço maior para os períodos de escassez e um preço melhor para os de sobra.
ENERGIAS DO BRASIL	LP.1.1	<p>74. Apurar, em caráter informativo, o nível de cobertura contratual de potência dos agentes de distribuição.</p> <p>O Decreto nº 5.163, de 2004, estabelece que os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2009, o atendimento a 100% de seus mercados de potência por intermédio de contratos.</p>	Não aceita	Tal proposta será avaliada quando das discussões acerca das regras de comercialização, versão 2008.

(Fl. 50 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		Para evitar que os agentes de distribuição sejam surpreendidos com os valores de penalidade a partir de 2009, bem como para garantir que medidas efetivas de criação de lastro de potência possam ser engenhadas e operacionalizadas a tempo, torna-se relevante que a CCEE apure o nível de insuficiência de lastro de potência desses agentes.		
ENERGIAS DO BRASIL	5	75. Excluir, das regras de comercialização, a aplicação do fator de perda na potência de referência. O conceito de potência referenciada ao centro de gravidade para apuração de lastro para venda de potência, apresentado nesta audiência pública, não foi considerado pelos agentes quando do encaminhamento da declaração de sazonalização de energia assegurada para o ano de 2007.	Não aceita	Vide resposta à contribuição 72.
LIGHT	5	76. Ressaltar que a metodologia de definição do valor da penalidade por insuficiência de lastro de potência é de difícil verificação por parte dos agentes, uma vez que depende da situação do sistema.	Não considerada	As diretrizes da referida metodologia foram definidas na Resolução Normativa nº 168, de 2005.
Penalidades – Penalidade por Falta de Combustível (FC)				
ABRAGET e UTE Norte Fluminense S.A.	6	77. Retirar a penalidade por falta de combustível das regras de comercialização, versão 2007. A penalidade por falta de combustível, instituída pela Resolução Normativa nº 222, de 2006, é bastante severa e suficiente para inviabilizar um empreendimento em caso de repetição, por exemplo, das indisponibilidades ocorridas em 2006. Adicionalmente, a aplicação desta penalidade, cumulada com as demais penalidades previstas na atual legislação, resulta em penalização excessiva do agente de geração termelétrica por falha no suprimento de combustível, visto que tal falha implica redução temporária da garantia física do empreendimento, nos termos da Resolução Normativa nº 169,	Não aceita	Vide seção III. 10 desta Nota Técnica.

(Fl. 51 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>de 2005.</p> <p>Ressalta-se também que outras penalidades, ainda pelo mesmo fab gerador, estão previstas nos atuais modelos de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR.</p> <p>Finalmente, importa salientar que a questão do suprimento de gás natural foi profundamente modificada por eventos posteriores à publicação da Resolução Normativa nº 222, de 2006, dentre as quais estão as Resoluções Normativas nº 231 e nº 237, ambas de 2006, e a Portaria MME nº 313, de 2006, cujo processo de regulamentação ainda não foi finalizado.</p> <p>Tais dispositivos normativos deverão constar das regras de comercialização, de modo a disciplinar a geração fora da ordem de mérito para compensar eventuais indisponibilidades e os desdobramentos da celebração de Termo de Ajustamento de Conduta – TAC.</p>		
ENDESA CIEN e ENDESA Fortaleza	6	<p>78. Excluir a penalidade por falta de combustível.</p> <p>As usinas integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT contam com a garantia de suprimento de gás natural por vinte anos do Governo Federal, conforme disposto no Decreto nº 3.371, de 2000.</p>	Não aceita	Vide seção III. 10 desta Nota Técnica.
Liquidação – Cálculo de Garantias (CG)				
ABRACE	2.3	<p>79. Explicitar o critério para definição do valor mínimo de garantia financeira.</p> <p>A Resolução Normativa nº 216, de 2006, apresentou o conceito de valor mínimo de garantia e estipulou o valor inicial de vinte mil Reais.</p> <p>Contudo, o conceito acima referido não constava na minuta inicial disponibilizada para Audiência Pública AP 034/2005. Ademais, a Nota Técnica nº 055/2006-SEM/ANEEL, de 22 de março de 2006, sugeriu o valor mínimo de vinte mil reais e não explicitou qual a metodologia utilizada para se chegar a este</p>	Não considerada	Em cumprimento ao disposto no § 4º do art. 1º da Resolução Normativa nº 216, de 04 de abril de 2006, a CCEE, por meio do Comunicado SUP 335/06, de 04 de dezembro de 2006, reduziu o valor mínimo de garantia financeira para R\$ 15.000,00.

(Fl. 52 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>valor.</p> <p>Outrossim, a resolução supracitada estabeleceu a possibilidade de revisão desse valor pela CCEE, de modo a manter a segurança adequada do mercado de energia elétrica.</p> <p>Importante frisar que parte considerável dos Consumidores Livres, que geralmente aportavam garantias expressivamente inferiores a vinte mil reais, foram atingidos, tendo que aumentar, consideravelmente, as garantias aportadas.</p> <p>Tal aporte acarretou a total desproporção entre os valores das garantias e das liquidações financeiras.</p>		
CCEE	2	<p>80. Inserir o seguinte fundamento conceitual: <i>"2.3.10. Será configurado em mora o Agente da CCEE que deixar de compatibilizar integralmente o valor da Garantia Financeira calculado conforme estas Regras de Comercialização, no prazo definido no Procedimento de Comercialização LF.01 – Liquidação Financeira."</i></p>	Não aceita	A Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, estabelece os procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, constituindo infração, sujeita a penalidade, o descumprimento de aporte de garantias financeiras exigidas para transações de compra e venda de energia, na forma, condições, limites e prazos previstos em regulamentação específica.
CCEE	2	<p>81. Inserir o seguinte fundamento conceitual: <i>"2.3.11. Caracterizada a mora, incidirá sobre o valor remanescente não compatibilizado de Garantia Financeira multa de 5% (cinco por cento), a ser aplicada na primeira contabilização subsequente à mora."</i></p>	Não aceita	Vide resposta à contribuição 80.
CCEE	2	<p>82. Inserir o seguinte fundamento conceitual: <i>"2.3.12. A ANEEL deverá definir a destinação dos recursos oriundos da aplicação desta multa."</i></p>	Não aceita	Vide resposta à contribuição 80.
ENERGIAS DO BRASIL	2.3	<p>83. Calcular as garantias financeiras conforme o seguinte critério:</p>	Não considerada	As regras de comercialização atinentes a garantias financeiras, aprovadas pela Resolução Normativa nº 216, de 2006, promovem, concomitantemente, maior segurança ao mercado e

(Fl. 53 da Nota Técnica nº 059/2007-SEM/ANEEL, de 21 / 02 / 2007)

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
Entidade	Seção	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<ul style="list-style-type: none">• média dos três últimos resultados devedores em 24 meses precedentes ao mês de contabilização, multiplicada por um fator que será calculado com base em um critério de <i>rating</i> pré-definido, podendo variar de 0,5 a 1,5;• este <i>rating</i> pode ser estabelecido por empresa especializada, levando em conta a estrutura de capitais da empresa, solvência, estrutura de custos, níveis de retorno, margens obtidas, crescimento e histórico de adimplemento na CCEE; e• caso um agente tenha no seu histórico de 24 meses algum mês com inadimplência, o seu fator será igual a 2, independentemente do seu <i>rating</i>. <p>Tal proposta tem o intuito de manter a segurança do mercado e conferir tratamento adequado para os agentes que cumprem ordinariamente com suas obrigações financeiras.</p>		redução dos custos de aporte de garantias financeiras.