

Presidência da República
Casa Civil
Subchefia para Assuntos Jurídicos
CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA

RESOLUÇÃO Nº 109, DE 24 DE JANEIRO DE 2002.

Estabelece diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação - CMO e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação - PMO, bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto.

O PRESIDENTE DA CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA - GCE, no uso de suas atribuições, por decisão **ad referendum**, ouvidos previamente os membros do núcleo executivo, na forma do § 5º do art. 3º da Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, e

Considerando que a Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE nº 49, de 20 de setembro de 2001, estabelece, para os diferentes submercados, preços a serem praticados no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE que reflitam condições hidrológicas atuais, mantendo armazenamentos mínimos dos reservatórios equivalentes de dez por cento na Região Sudeste/Centro-Oeste e de cinco por cento na Região Nordeste;

Considerando que a Resolução da GCE nº 102, de 17 de janeiro de 2002, mantém até 25 de janeiro de 2002, os preços da energia elétrica estabelecidos pela Resolução da GCE nº 49, de 2001, a serem praticados no MAE entre os agentes participantes dos submercados afetados pelas medidas de racionamento;

Considerando as contribuições dos agentes de mercado do setor elétrico às diretrizes e aos critérios apresentados nos seminários realizados em 14 de novembro de 2001 e em 17 de janeiro de 2002, no auditório da sede do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, relativos às diretrizes e critérios para cálculo do CMO e para política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação - PMO, bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica;

RESOLVE:

Art. 1º Ficam estabelecidas, na forma desta Resolução, diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação - CMO e para política de operação energética e despacho de geração termelétrica dos Programas Mensais de Operação - PMO e suas revisões, realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica.

Art. 2º A projeção de carga própria a ser adotada para cada submercado dependerá das condições energéticas de atendimento às áreas correspondentes.

§ 1º Nos submercados sob condições de racionamento de energia elétrica, a projeção de carga própria será a definida pelo Comitê Técnico para Estudos do Mercado - CTEM e pelo ONS.

§ 2º A projeção considerará:

I - o efeito do racionamento, para as análises das condições de atendimento às cargas; e

II - para cálculo do CMO e formação de preço a racionalização do consumo sem efeito decorrente do racionamento.

§ 3º Nos submercados fora das condições de racionamento de energia elétrica, a projeção de carga própria será única, incorporando a racionalização do consumo, para as análises das condições de atendimento às cargas e para a formação de preço, conforme definida nos Procedimentos de Rede.

Art. 3º O ONS, na elaboração do PMO, deverá utilizar, para os dois primeiros anos do horizonte de cinco anos dos estudos energéticos, as informações constantes nos relatórios de acompanhamento de situação dos empreendimentos do setor elétrico divulgados mensalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

§ 1º Os critérios adotados nos relatórios da ANEEL de acompanhamento são aqueles utilizados pela sua fiscalização técnica.

§ 2º O ONS, na elaboração do PMO, deverá considerar apenas os empreendimentos que atendam às obrigações determinadas neste artigo.

§ 3º São obrigações para os empreendimentos de geração hidrelétrica:

I - ter assinado Contrato de Concessão junto à ANEEL;

II - ter Licença Ambiental de Instalação em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável; e

III - estar com as obras civis iniciadas e não interrompidas, em cumprimento aos marcos do cronograma de implantação do empreendimento aprovados pela ANEEL.

§ 4º São obrigações para os empreendimentos de geração termelétrica, de pequenas centrais hidrelétricas e de fontes alternativas:

I - ter Ato de Autorização pela ANEEL;

II - ter Licença Ambiental de Instalação, em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável;

III - estar com as obras civis iniciadas e não interrompidas, em cumprimento aos marcos do cronograma de implantação do empreendimento aprovados pela ANEEL; e

IV - ter firmado contrato de fornecimento de combustível, quando couber.

§ 5º São obrigações para os empreendimentos de transmissão de energia elétrica:

I - ter assinado Contrato de Concessão junto à ANEEL;

II - ter Licença Ambiental de Instalação, em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável;

III - estar com as obras civis iniciadas e não interrompidas, em cumprimento aos marcos do cronograma de implantação do empreendimento aprovados pela ANEEL; e

IV - ter assinado o Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão - CPST.

§ 6º São obrigações para os empreendimentos de importação de energia elétrica:

I - ter Ato de Autorização pela ANEEL;

II - ter Licença Ambiental de Instalação, em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável; e

III - estar com as obras civis iniciadas e não interrompidas, em cumprimento aos marcos do cronograma de implantação do empreendimento aprovados pela ANEEL.

Art. 4º A configuração futura do parque gerador para os três últimos anos do horizonte dos estudos energéticos será ajustada, a partir da configuração adotada para o segundo ano, pelo critério de igualdade do valor médio anual do CMO ao Valor Normativo Competitivo, conforme Procedimento de Rede do ONS.

§ 1º A capacidade de oferta a ser considerada para este período deverá estar limitada à máxima oferta indicada para o mesmo período pelo planejamento da expansão dos sistemas elétricos do Ministério de Minas e Energia.

§ 2º O ONS deverá considerar os empreendimentos de geração hidrelétrica constantes nos relatórios de acompanhamento de situação dos empreendimentos do setor elétrico divulgados mensalmente pela ANEEL.

Art. 5º O ONS deverá considerar:

I - para o terceiro ano dos estudos energéticos, todos os empreendimentos de transmissão de energia elétrica estabelecidos na consolidação realizada pelo Ministério de Minas e Energia dos Planos Determinativo da Expansão da Transmissão - PDET e de Ampliação e Reforços – PAR; e

II - para os dois últimos anos de estudo, somente aqueles empreendimentos de transmissão estabelecidos no PDET.

Art. 6º Até 31 de dezembro de 2002, ou até que a ANEEL defina nova metodologia, a curva de Custo do Déficit de energia elétrica será a função em quatro patamares atualmente adotada nos estudos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos do Ministério de Minas e Energia, valorada em Reais/MWh, na forma da tabela constante do Anexo.

§ 1º Os valores obtidos para a função Custo do Déficit não implicam acionamento de medidas de redução compulsória de consumo, nem a adoção destes valores como preços a serem praticados no mercado durante períodos de racionamento de energia elétrica.

§ 2º Até 31 de dezembro de 2002, os preços no mercado estarão limitados ao valor máximo de R\$ 350,00 (trezentos e cinquenta reais) por MWh, observado o valor mínimo correspondente à Tarifa de Energia de Otimização publicada pela ANEEL.

§ 3º A ANEEL deverá, até 31 de dezembro de 2002, definir nova metodologia de cálculo da função Custo do Déficit.

Art. 7º Até 31 de dezembro de 2002, será adotado, para análise das condições de atendimento energético e para formação de preço, mecanismo de representação de aversão ao risco de racionamento, externo aos programas computacionais, baseado na adoção, por submercado, de curva bianual de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas, revisada anualmente.

§ 1º Os limites mínimos de armazenamento dos reservatórios equivalentes para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste não serão considerados no cálculo do CMO e na formação de preço do mercado.

§ 2º O mecanismo a que se refere o **caput** determinará, considerando a ordem de mérito, as restrições do sistema e a disponibilidade dos demais submercados, a utilização de recursos energéticos disponíveis, observado o disposto no § 4º, com o objetivo de assegurar que o armazenamento do reservatório equivalente de cada submercado, previsto pelos estudos energéticos, seja superior ao da curva de segurança.

3º Nos submercados em racionamento, após a exploração racional dos recursos hidráulicos disponíveis, serão maximizados os intercâmbios para esses submercados e despachada geração térmica disponível, observado o disposto no § 4º.

§ 4º Na aplicação do disposto nos §§ 2º e 3º, não serão despachadas Usinas Termelétricas - UTE cujos preços sejam superiores ao custo variável da geração térmica mais cara da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC ou das usinas emergenciais, exceto quando a UTE for sinalizada a despachar pelo valor calculado do CMO.

§ 5º Quando acionado o mecanismo de aversão a risco de racionamento, de que trata o § 2º, ou quando houver submercados em racionamento, de que trata o § 3º, o preço da energia elétrica a ser praticado no mercado será definido pelo máximo valor entre o CMO calculado pelos modelos computacionais e o preço do recurso energético mais caro despachado, observado o disposto no § 2º do art. 6º.

§ 6º As UTE emergenciais serão consideradas no cálculo do CMO e na formação de preço do mercado.

§ 7º O ONS, em articulação com o Ministério de Minas e Energia, deverá elaborar sistemática de atualização dos custos variáveis de todas as UTE e das interligações internacionais para cálculo do CMO e formação de preço e encaminhá-la para homologação da ANEEL, até 28 de março de 2002.

§ 8º As curvas bianuais de segurança para as Regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, assim como a curva de segurança para o período seco da região Sul, estão descritas nas Notas Técnicas n^{os} 012/2002, 013/2002 e 014/2002 elaboradas pelo ONS.

§ 9º As curvas bianuais de segurança para as Regiões Norte e Sul deverão ser elaboradas pelo ONS até 25 de fevereiro de 2002.

Art. 8º O Ministério de Minas e Energia, a ANEEL e a Agência Nacional de Águas, em conjunto com o ONS, deverão definir um mecanismo de representação da aversão a risco de racionamento que contemple os princípios básicos adotados nas definições de que tratam os §§ 8º e 9º do artigo anterior.

§ 1º O mecanismo de que trata o **caput** deverá ser submetido a processo de Consulta Pública e será incorporado aos modelos computacionais de otimização eletroenergética até 31 de dezembro de 2002.

§ 2º A ANEEL deverá editar resolução estendendo o prazo de autorização de uso da última versão validada do programa computacional **Newave**, até que ocorra a validação de nova versão.

Art. 9º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

PEDRO PARENTE

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 25.1.2002, seção 1, p. 1, v. 139, n. 18.

Anexo

PATAMARES (% Redução de Carga - RC)	VALORES (R\$/MWh)
$0% < RC \leq 5%$	553,00
$5% < RC \leq 10%$	1.193,00
$10% < RC \leq 20%$	2.493,00
$RC > 20%$	2.833,00

Download para Notas Técnicas do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Nº 12

Nº 13

Nº 14

(*) Revogados os parágrafos 5º e 6º do art. 7º, pela RES CNPE [008](#) de 20.12.2007, D.O. de 24.12.2007, seção 1, p. 20, v. 144, n. 246.