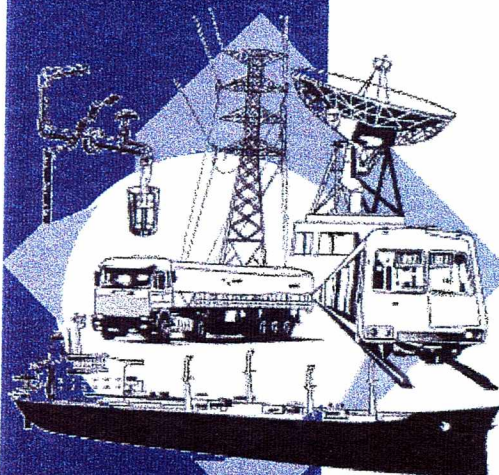




SETOR ELÉTRICO

LEGISLAÇÃO BÁSICA

VOLUME III

Área de Projetos
de Infra-Estrutura

GESET 1

SETOR ELÉTRICO

LEGISLAÇÃO BÁSICA

VOLUME III

AI / GESET 1
outubro/1999

SETOR ELÉTRICO - LEGISLAÇÃO BÁSICA RECENTE

- Resolução ANEEL nº 36, de 25 de fevereiro de 1999 - Dispõe sobre os procedimentos de comercialização de energia elétrica de curto prazo, para as concessionárias de serviço público de energia elétrica das regiões Norte e Nordeste.
- Resolução ANEEL nº 64, de 15 de abril de 1999 - Autoriza, para fins de regularização, a Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL a estabelecer usina termelétrica no Município de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul.
- Resolução ANEEL nº 65, de 14 de abril de 1999 - Fixa as Tarifas de Suprimento de Energia Elétrica entre as Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE e FURNAS - Centrais Elétricas S/A.
- Resolução ANEEL nº 66, de 16 de abril de 1999 - Estabelece a composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado brasileiro, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações.
- Resolução ANEEL nº 67, de 16 de abril de 1999 - Estabelece as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da Rede Básica e os encargos de conexão.
- Resolução ANEEL nº 78, de 20 de abril de 1999 - Homologa os montantes de potência e a respectiva energia vinculada, a serem contratados por concessionárias do serviço público de energia elétrica com a ELETROBRÁS, correspondendo a totalidade dos serviços de eletricidade da Itaipu Binacional.
- Resolução ANEEL nº 79, de 20 de abril de 1999 - Altera os montantes de energia e demanda de potência, homologados pela Resolução nº 450, de 29 de dezembro de 1998.
- Resolução ANEEL nº 80, de 20 de abril de 1999 - Estabelece as tarifas das Concessionárias Companhia Energética de São Paulo - CESP, Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê, Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema para os contratos iniciais de compra e venda de energia com as distribuidoras do Estado de São Paulo.
- Resolução ANEEL nº 112, de 18 de maio de 1999 - Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.
- Resolução ANEEL nº 116, de 19 de maio de 1999 - Revoga o inciso IV do art. 76 da Portaria DNAEE nº 466, de 12 de novembro de 1997.
- Resolução ANEEL nº 140, de 9 de junho de 1999 - Torna nulos os atos praticados com base na Medida Provisória nº 1.819, de 31 de março de 1999.
- Resolução ANEEL nº 141, de 9 de junho de 1999 - Altera os montantes de energia e demanda de potência, homologados pela Resolução ANEEL nº 450, de 29 de dezembro de 1998.
- Resolução ANEEL nº 142, de 9 de junho de 1999 - Estabelece as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da Rede Básica e os encargos de conexão.

- Resolução ANEEL nº 143, de 9 de junho de 1999 - Estabelece as tarifas de compra e venda de energia elétrica, a serem aplicadas aos contratos iniciais, entre os concessionários de energia elétrica das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste.
- Resolução ANEEL nº 222, de 30 de junho de 1999 - Estabelece os critérios para contabilização e faturamento de energia elétrica no curto prazo para os concessionários e autorizados pertencentes ao sistema elétrico interligado brasileiro.
- Resolução ANEEL nº 223, de 30 de junho de 1999 - Regulamenta a comercialização de energia não assegurada para consumidores do grupo tarifário "A".
- Resolução ANEEL nº 228, de 15 de julho de 1999 - Autoriza a Vale do Rio Doce Energia S.A., a comercializar energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE.
- Resolução ANEEL nº 232, de 27 de julho de 1999 - Homologa os montantes de energia e potência assegurada das usinas hidrelétricas pertencentes aos concessionários das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, para período de 1999 a 2002.
- Resolução ANEEL nº 233, de 29 de julho de 1999 - Estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários
- Resolução ANEEL nº 236, de 30 de julho de 1999 - Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.
- Resolução ANEEL nº 245, de 11 de agosto de 1999 - Estabelece as condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC aos projetos a serem estabelecidos em sistemas elétricos isolados em substituição à geração termelétrica que utilize derivados de petróleo.
- Resolução ANEEL nº 247, de 13 de agosto de 1999 - Altera as condições gerais da prestação de serviços de transmissão e contratação do acesso, compreendendo os Contratos de Prestação do Serviço de Transmissão - CPST, Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST e dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, vinculadas à celebração dos Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica.
- Resolução ANEEL nº 259, de 31 de agosto de 1999 - Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.
- Resolução ANEEL nº 261, de 3 de setembro de 1999 - Regulamenta a obrigatoriedade de aplicação de recursos das concessionárias de energia elétrica em ações de combate ao desperdício de energia elétrica e pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico para o biênio 1999/2000.
- Resolução ANEEL nº 268, de 15 de setembro de 1999 - Estabelece diretrizes para atendimento de necessidade adicional de demanda de potência em áreas geo-elétricas críticas do sistema interligado.
- Resolução ANEEL nº 271, de 21 de setembro de 1999 - Autoriza a ENERGY - Consultoria e Participações Ltda. a comercializar energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE.
- Resolução ANEEL nº 276, de 22 de setembro de 1999 - Autoriza a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, a comercializar energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE.

Resolução ANEEL nº 281, de 1 de outubro de 1999 - Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Resolução ANEEL nº 282, de 1 de outubro de 1999 - Estabelece as tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado.

Resolução ANEEL nº 283, de 29 de setembro de 1999 - Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo a ser praticada pelos concessionários e autorizados integrantes do sistema elétrico interligado.

Resolução ANEEL nº 286, de 1 de outubro de 1999 - Estabelece as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 36, DE 25 DE FEVEREIRO DE 1999

Dispõe sobre os procedimentos de comercialização de energia elétrica de curto prazo, para as concessionárias de serviço público de energia elétrica das regiões Norte e Nordeste.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 12 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e no art. 12 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e considerando:

a necessidade de estabelecer mecanismos, com base mensal, para a comercialização, contabilização e faturamento da energia elétrica, no curto prazo, para as concessionárias de serviço público de energia elétrica, que compõem o Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste- CCON, resolve:

Art. 1º Para fins de comercialização de energia elétrica, de curto prazo, as concessionárias de serviço público de energia elétrica, que integram o Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste – CCON, deverão observar os procedimentos estabelecidos na Portaria DNAEE nº 540, de 30 de dezembro de 1996.

Parágrafo único. Os procedimentos a que alude este artigo aplicam-se aos suprimentos de energia elétrica efetuados a partir do mês de janeiro de 1999.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 64, DE 15 DE ABRIL DE 1999

Autoriza, para fins de regularização, a Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL a estabelecer usina termelétrica no Município de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso XXXI do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, e nos arts. 6º e 11 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, regulamentada pelo Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, e o que consta do Processo nº 48500.004694/98-81, resolve:

Art. 1º Autorizar, para fins de regularização, a Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL, com sede no Município de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul, a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica, mediante a implantação da primeira etapa da Usina Termelétrica Modular de Campo Grande, com 50.600 kW de potência instalada, localizada no Município de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul.

§ 1º A Autorização fica condicionada ao cumprimento do Termo de Compromisso nº 001/99 firmado em 6 de abril de 1999 entre a Fundação Estadual de Meio Ambiente Pantanal e a Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL com interveniência do Ministério Público Estadual e à apresentação à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL da licença ambiental de operação.

§ 2º A energia elétrica produzida pela Autorizada destina-se à comercialização na modalidade de produção independente de energia em conformidade com as condições estabelecidas nos arts. 12, 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, regulamentada pelo Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996.

Art. 2º Em decorrência da presente Autorização, constitui obrigação da Autorizada:

I - implantar a segunda etapa com potência de 50.600 kW até 15 de julho de 1999 e a terceira etapa com potência de 50.600 kW até 28 de fevereiro de 2000, totalizando 151.800 kW;

II - cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares de geração e comercialização de energia elétrica, respondendo perante a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, usuários e terceiros, pelas eventuais consequências danosas decorrentes da exploração de geração;

III - efetuar o pagamento, nas épocas próprias definidas nas normas específicas:

a) das cotas mensais da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC que lhe forem atribuídas;

b) da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, nos termos da legislação específica;

IV - submeter-se à fiscalização da ANEEL e cumprir suas determinações;

V - organizar e manter permanentemente atualizado o cadastro de bens e instalações de geração, comunicando à ANEEL qualquer alteração das características de suas unidades geradoras;

VI - manter em arquivo à disposição da fiscalização da ANEEL todos os estudos e projetos da central termelétrica;

VII - submeter-se a toda e qualquer regulamentação de caráter geral que venha a ser estabelecida pela ANEEL, especialmente aquelas relativas à produção e comercialização de energia elétrica, nos termos desta Autorização;

VIII - executar as obras necessárias à comercialização da energia a ser produzida nos termos desta Autorização;

IX - observar e cumprir a legislação ambiental e de recursos hídricos, providenciando as licenças correspondentes;

X - manter, permanentemente, os equipamentos e instalações das unidades geradoras, bem como das instalações de transmissão de interesse restrito da central geradora, em perfeitas condições de funcionamento e conservação, provendo adequado estoque de peças de reposição, pessoal técnico e administrativo, próprio ou de terceiros, legalmente habilitado e em número suficiente para assegurar a regularidade, eficiência, segurança e a qualidade da geração de energia elétrica.

Parágrafo único. Pelo descumprimento de obrigações decorrentes da exploração de energia elétrica e do disposto nesta Resolução a Autorizada ficará sujeita a penalidades estabelecidas na legislação.

Art. 3º Em razão da Autorização para Produção Independente, a ENERSUL deverá constituir subsidiária para explorar o empreendimento objeto desta Autorização, no prazo de até cento e oitenta dias a contar da data de publicação desta Resolução.

Parágrafo único. A ENERSUL deverá manter em separado os registros da atividade objeto da presente Autorização, como atividade atípica às concessões de serviços públicos de que é titular, nos termos do que estabelece a Instrução Geral nº 10 do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, até que seja efetuada a transferência de que trata este artigo.

Art. 4º Constituem direitos da Autorizada, na condição de Produtor Independente de Energia Elétrica:

I- acessar livremente, na forma da legislação, o sistema de transmissão e distribuição mediante pagamento dos respectivos encargos de uso e de conexão, quando devidos;

II- comercializar a energia elétrica produzida pela usina termelétrica, em conformidade com a legislação;

III- modificar ou ampliar, desde que previamente autorizado pela ANEEL, as centrais geradoras e as instalações de transmissão de interesse restrito das centrais geradoras;

IV- ceder, mediante prévia anuência da ANEEL, os direitos decorrentes da Autorização ou transferir o controle acionário para empresa, ou consórcio de empresas;

V- oferecer, em garantia de financiamentos obtidos para a realização de obras e serviços, os direitos emergentes desta Autorização, ficando esclarecido que a eventual execução da garantia não poderá comprometer a continuidade da exploração da central geradora.

Art. 5º A Autorização vigorará pelo prazo de trinta anos, contado a partir da publicação desta Resolução, podendo ser prorrogado a critério da ANEEL e a pedido da Autorizada.

§ 1º A Autorização poderá ser revogada nas seguintes situações:

I - em caso de comercialização da energia elétrica produzida em desacordo com as prescrições da legislação específica e desta Resolução;

II - em caso de descumprimento das obrigações decorrentes desta Autorização;

III - na hipótese de transferência a terceiros de qualquer das unidades geradoras de energia elétrica, sem prévia autorização da ANEEL;

IV - por solicitação da Autorizada.

§ 2º—Em nenhuma hipótese a revogação da Autorização acarretará, para a ANEEL, qualquer responsabilidade em relação aos encargos, ônus, obrigações ou compromissos assumidos pela Autorizada com relação a terceiros, inclusive aquelas relativas aos seus empregados.

Art. 6º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 65, DE 14 DE ABRIL DE 1999

Fixa as Tarifas de Suprimento de Energia Elétrica entre a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE e FURNAS - Centrais Elétricas S/A

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com Deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto no inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, resolve:

Art. 1º Fixar, em complemento ao anexo II da Portaria DNAEE nº 136, de 17 de abril de 1997, as tarifas de suprimento de energia elétrica abaixo relacionadas, para fins de faturamento do suprimento realizado pela Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE à FURNAS -Centrais Elétricas S/A.

SUPRIDOR :		ELETRONORTE	
SUPRIDO :		FURNAS	
TENSÃO kV TODAS	MODALIDADE	DEMANDA R\$/kW	ENERGIA R\$/MWh
	PRÓPRIO	2,34	30,33

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

RESOLUÇÃO ANEEL N° 66, DE 16 DE ABRIL DE 1999

Estabelece a composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado brasileiro, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com Deliberação da Diretoria, tendo em vista o que dispõe o § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, o art. 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, o Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, as Resoluções ANEEL n 245, de 31 de julho de 1998, n 248, de 07 de agosto de 1998, bem como o conteúdo do Processo ANEEL n 48500.000610/99-21 e considerando:

que os atuais contratos de suprimento de energia elétrica devem ser substituídos por contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica, contratos de uso dos sistemas de transmissão e contratos de conexão, competindo à ANEEL regular, entre outras, a classificação das instalações de transmissão de energia elétrica que deverão compor a Rede Básica, as instalações de Conexões e Demais Instalações, resolve:

Art. 1º Definir a composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado brasileiro para o ano de 1999, concernente às instalações de transmissão em operação nesta data, ou com previsão de operação até 31 de dezembro de 1999, conforme relação constante do ANEXO I desta Resolução.

Art. 2º As Conexões e as Demais Instalações de transmissão não integrantes da Rede Básica deverão ser disponibilizadas aos concessionários do serviço público de distribuição e aos concessionários, permissionários e autorizados de geração conforme demonstrado nas planilhas de cálculo anexadas no Processo ANEEL n 48500.000610/99-21, para a devida consideração na assinatura dos Contratos de Conexão de que trata a Resolução ANEEL nº 248, de 7 de agosto de 1998.

Parágrafo único. As relações das instalações de que trata este artigo bem como dos respectivos usuários das mesmas ficarão disponibilizadas aos interessados, na página da ANEEL na Internet, por 90 (noventa dias), a partir da data de publicação desta Resolução e permanentemente no Processo nº 48500.000610/99-21.

Art. 3º As instalações de transmissão em implantação, com entrada em operação prevista para após 31 de dezembro de 1999, terão suas classificações estabelecidas em atos específicos a serem expedidos pela ANEEL.

Art. 4º A relação da Rede Básica constante do ANEXO desta Resolução substitui a composição da Rede Básica para os Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul definida na Resolução ANEEL n 262, de 13 de agosto de 1998.

Art. 5º Fica revogada a Portaria DNAEE nº 244, de 28 de junho de 1996.

Art. 6º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

ANEXO

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO INTEGRANTES DA REDE BÁSICA

CONVENÇÃO: UNT - UNIDADE DE NEGÓCIO DE TRANSMISSÃO

1) INSTALAÇÕES DAS CENTRAIS ELÉTRICAS DO SUL DO BRASIL - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 525 kV Ivaiporã (Eletrosul) - Ivaiporã (Furnas)	2	PR
LT 525 kV Segredo - Areia	1	PR
LT 525 kV Segredo - Salto Santiago	1	PR
LT 525 kV Areia - Campos Novos	1	PR/SC
LT 525 kV Areia - Ivaiporã	1	PR
LT 525 kV Areia - Curitiba	2	PR
LT 525 kV Blumenau - Curitiba	1	SC/PR
LT 525 kV Campos Novos - Gravataí	1	SC/RS
LT 525 kV Campos Novos - Itá	1	SC
LT 525 kV Gravataí - Itá	1	RS/SC
LT 525 kV Itá - Salto Santiago	1	SC/PR
LT 525 kV Ivaiporã - Londrina (Eletrosul)	1	PR
LT 525 kV Ivaiporã - Salto Santiago	1	PR
LT 230 kV Assis-Londrina (Copel)	1	SP/PR
LT 230 kV Assis-Maringá	1	SP/PR
LT 230 kV P. Grossa Norte - Areia	1	PR
LT 230 kV São Mateus - Areia 1	1	PR
LT 230 kV São Mateus - Canoinhas	1	PR/SC
LT 230 kV Curitiba - São Mateus	1	PR
LT 230 kV Pato Branco - Salto Osório	1	PR
LT 230 kV Pato Branco - Xanxerê	1	PR/SC
LT 230 kV Apucarana - C. Mourão	1	PR
LT 230 kV Apucarana - Londrina (Eletrosul)	1	PR
LT 230 kV Londrina (Copel) - Londrina (Eletrosul)	1	PR
LT 230 kV Areia - Salto Osório	2	PR
LT 230 kV Blumenau - Jorge Lacerda B	1	SC
LT 230 kV Blumenau - Joinville	2	SC
LT 230 kV Blumenau - Palhoça	1	SC
LT 230 kV Campo Mourão - Maringá	1	PR
LT 230 kV Campo Mourão - Salto Osório	2	PR
LT 230 kV Curitiba - Joinville	2	PR/SC
LT 230 kV Farroupilha - Passo Fundo	1	RS
LT 230 kV Farroupilha - Caxias 5-seccion. SID-FAR	1	RS
LT 230 kV Siderópolis - Caxias 5 - seccion. SID-FAR	1	RS
LT 230 kV Farroupilha - Nova Prata 2	1	RS
LT 230 kV J.Lacerda A - J.Lacerda B	1	SC
LT 230 kV J.Lacerda A - Palhoça	1	SC
LT 230 kV J.Lacerda B - Siderópolis	2	SC
LT 230 kV Passo Fundo - Xanxerê	2	RS/SC
LT 230 kV Passo Fundo - Nova Prata 2	1	RS
LT 230 kV Salto Osório - Xanxerê	1	PR/SC
LT 230 kV Guaira - Dourados	1	PR/MS
LT 230 kV Anastácio - Dourados	1	MS
LT 230 kV Cascavel - Guaira (isolada p/ 525kV-126,3Km)	1	PR

SUBESTAÇÕES: Farroupilha (RS), Passo Fundo (RS), Xanxerê (SC), Salto Osório (PR), Campo Mourão (PR), Londrina (PR), Areia (PR), Canoinhas (SC), Curitiba (PR), Joinville (SC), Blumenau (SC), Palhoça (SC), Jorge Lacerda A (SC), Jorge Lacerda B (SC), Campos Novos (SC), Siderópolis (SC), Charqueadas (RS), Salto Santiago (PR), Dourados (MS), Anastácio (MS), Itã (SC), Ivaiporã (PR), Gravataí (RS).

2) INSTALAÇÕES DA CIA. ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 230 kV Alegrete 2 - Livramento 2	1	RS
LT 230 kV Alegrete 2 - Maçambará	1	RS
LT 230 kV Alegrete 2 - Uruguaiana 5	1	RS
LT 230 kV Bagé 2 - Livramento 2	1	RS
LT 230 kV Camaquã - Cidade Industrial	1	RS
LT 230 kV Campo Bom - Gravataí 2	2	RS
LT 230 kV Candiota 3 - Bagé 2	1	RS
LT 230 kV Cidade Industrial - Porto Alegre 9	2	RS
LT 230 kV Farroupilha - Garibaldi	1	RS
LT 230 kV Farroupilha - Campo Bom	2	RS
LT 230 kV Farroupilha - Caxias 2	1	RS
LT 230 kV Farroupilha - UTE Charqueadas	1	RS
LT 230 kV Gravataí 2 - Cidade Industrial	4	RS
LT 230 kV Gravataí 2 - DIA	1	RS
LT 230 kV Gravataí 2 - Osório 2	1	RS
LT 230 kV Gravataí 2 - Porto Alegre 6	2	RS
LT 230 kV Guarita - Santa Rosa	1	RS
LT 230 kV Maçambará - São Borja 2	1	RS
LT 230 kV Pelotas 3 - Porto Alegre 9	1	RS
LT 230 kV Polo Petroquímico - Cidade Industrial	2	RS
LT 230 kV Porto Alegre 6 - Porto Alegre 13	1	RS
LT 230 kV Porto Alegre 6 - Porto Alegre 4	2	RS
LT 230 kV Quinta - Pelotas 3	1	RS
LT 230 kV Ramal S. Maria 3 (UITA-ALE2)	2	RS
LT 230 kV Ramal Canoas 1	1	RS
LT 230 kV Ramal Eldorado do Sul (CAM-CIN)	1	RS
LT 230 kV Ramal Lajeado 2 (UPRE-CIN)	1	RS
LT 230 kV Ramal Porto Alegre 10 (Porto Alegre 6-Porto Alegre 4)	1	RS
LT 230 kV Ramal São Vicente (UITA-ALE2)	1	RS
LT 230 kV Ramal Scharlau (UTCH-FAR)	2	RS
LT 230 kV Ramal SE Guaíba 2 (CAM-CIN)	1	RS
LT 230 kV Ramal UTE Charq. (UITA-PPEC2)	1	RS
LT 230 kV S.Ángelo - S.Rosa	1	RS
LT 230 kV UHE Itaúba - Alegrete 2	1	RS
LT 230 kV UHE Itaúba - Cidade Industrial	1	RS
LT 230 kV UHE Itaúba - Polo Petroquímico.	2	RS
LT 230 kV UHE Itaúba - UHE Passo Real	1	RS
LT 230 kV UHE Passo Fundo - Guarita	1	RS
LT 230 kV UHE Passo Fundo - Santa Marta	1	RS
LT 230 kV UHE Passo Real - Cidade Industrial	1	RS
LT 230 kV UHE Passo Real - S. Ângelo 2	1	RS
LT 230 kV UHE Passo Real - Santa Marta	1	RS
LT 230 kV UHE Passo Real - V.Aires	1	RS
LT 230 kV UTE Charqueadas - Cidade Industrial	1	RS
LT 230 kV UTE P.Médici - Camaquã	1	RS
LT 230 kV UTE P.Médici - Candiota 3	1	RS
LT 230 kV UTE P.Médici - Quinta	1	RS
LT 230 kV Venâncio Aires - Cidade Industrial	1	RS

LT 230 kV Venâncio Aires - Santa Cruz 1	1	RS
---	---	----

SUBESTAÇÕES: Alegrete 2, Bagé 2, Camaquã, Campo Bom, Canoas 1, Caxias 2, Caxias 5, Cidade Industrial, Eldorado, Farroupilha, Garibaldi, Gravataí 2, Guaíba 2, Guarita, Itaúba, Lajeado 2, Livramento 2, Maçambará, Nova Prata 2, Osório 2, P.Alegre 10, P.Alegre 13, P.Alegre 4, P.Alegre 6, P.Alegre 9, P.Medici, Passo Real, Pelotas 3, Polo Petroquímico, Quinta, S. Ângelo 2, S. Borja 2, Santa Cruz 1, Santa Maria 3, Santa Marta, Santa Rosa, São Vicente, Uruguaiana 5, Venâncio Aires (todas localizadas no estado do Rio Grande do Sul).

3) INSTALAÇÕES DA CIA. PARANAENSE DE ENERGIA - UNT

LINHA DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 525 kV Bateias - Secc. (Areia - Curitiba)	2	PR
LT 230 kV Apucarana - Figueira	1	PR
LT 230 kV Apucarana - Maringá	1	PR
LT 230 kV Barigui - Santa Quitéria (Op. 69 kV)	2	PR
LT 230 kV Bateias - Campo Comprido	3	PR
LT 230 kV Bateias - Ponta Grossa Sul	1	PR
LT 230 kV Campo Comprido - Pilarzinho	1	PR
LT 230 kV Campo Comprido - Umbará I	1	PR
LT 230 kV Campo Comprido - Umbará II	1	PR
LT 230 kV Campo do Assobio - D. I. São J. Pinhais	1	PR
LT 230 kV Campo do Assobio - Umbará	1	PR
LT 230 kV Cascavel - Medianeira (Op. 138 kV)	1	PR
LT 230 kV Cascavel - Salto Osório	1	PR
LT 230 kV Cascavel - Foz do Chopim	1	PR
LT 230 kV CCPRB - Pilarzinho	1	PR
LT 230 kV Chavantes - Figueira	1	PR
LT 230 kV D. I. São J. Pinhais - Uberaba	1	PR
LT 230 kV Figueira - Jaguariaiva 2	1	PR
LT 230 kV Figueira - Ponta Grossa Norte	1	PR
LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	1	PR
LT 230 kV Foz do Iguaçu - Medianeira (Op. 138 kV)	1	PR
LT 230 kV Gov. Parigot de Souza - Pilarzinho	1	PR
LT 230 kV Gov. Parigot de Souza - Uberaba	1	PR
LT 230 kV Hübner - Ramal Hübner	1	PR
LT 230 kV Ibiporã - Londrina (Eletrosul)	1	PR
LT 230 kV Petrobrás - São Mateus do Sul	1	PR
LT 230 kV Ponta Grossa Norte - Ponta Grossa Sul	1	PR
LT 230 kV Ramal Hübner - Siderúrgica Guaira	1	PR
LT 230 kV Ramal Hübner - Umbará	1	PR
LT 230 kV Uberaba - Umbará	1	PR
LT 138 kV Capivara - Florestópolis	1	PR
LT 138 kV Loanda - Rosana	2	PR
LT 88 kV Andirá - Salto Grande	2	PR
LT 69 kV Itararé (Cesp) - Ramal Sengés	1	PR
LT 69 kV Jaguariaiva - Ramal Sengés	1	PR

SUBESTAÇÕES: Apucarana, Bateias, Campo Comprido, Campo do Assobio, Cascavel, D. I. S. J. Pinhais, Figueira, Foz do Chopim, Gov. Parigot de Souza, Guaira, Ibiporã, Jaguariaiva, Londrina, Maringá, Pato Branco, Pilarzinho, Ponta Grossa Norte, Ponta Grossa Sul, São Mateus do Sul, Segredo, Uberaba, Umbará, (todas localizadas no estado do Paraná).

4) INSTALAÇÕES DE FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 765 kV Itaberá - Ivaiporã	2	SP/PR
LT 765 kV Itaberá - Tijuco Preto	2	SP
LT 500 kV Marimbondo - Água Vermelha	1	SP
LT 500 kV Marimbondo - Araraquara	2	SP
LT 500 kV Araraquara - Campinas	1	SP
LT 500 kV Araraquara - Poços de Caldas	1	SP/MG
LT 500 kV Cach. Paulista - Campinas	1	SP
LT 500 kV Cach. Paulista - Poços	1	SP
LT 500 kV Cach. Paulista - Taubaté	1	SP
LT 500 kV Cach. Paulista - Tijuco Preto	1	SP
LT 500 kV Angra - Cachoeira Paulista	1	RJ/SP
LT 500 kV Adrianópolis - C. Paulista	2	RJ/SP
LT 500 kV Adrianópolis - Grajaú	2	RJ
LT 500 kV Adrianópolis - São José	2	RJ
LT 500 kV Adrianópolis - Angra	1	RJ
LT 500 kV Angra - São José (1o trecho)	1	RJ
LT 500 kV Angra - São José (2o trecho)	1	RJ
LT 500 kV Angra - São José (3o trecho)	1	RJ
LT 500 kV Angra - Grajaú (1o trecho)	1	RJ
LT 500 kV Angra - Grajaú (2o trecho)	2	RJ
LT 500 kV Itumbiara - São Simão	1	MG
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia	2	GO/DF
LT 500 kV Serra da Mesa - Gurupi	1	GO/TO
LT 500 kV Gurupi - Miracema	1	TO
LT 500 kV Tijuco Preto - Taubaté	1	SP
LT 500 kV Campinas - Guarulhos - Ibiuna (1o trecho)	1	SP
LT 345 kV Campinas - Guarulhos - Ibiuna (2o trecho)	1	SP
LT 345 kV Adrianópolis - Campos	2	RJ
LT 345 kV Adrianópolis - Itutinga	2	RJ/MG
LT 345 kV Adrianópolis - Jacarepaguá	2	RJ
LT 345 kV Bandeirantes - Samambaia - Brasília Sul	2	GO/DF
LT 345 kV Campinas - Poços de Caldas	1	SP/MG
LT 345 kV Campos - Vitória	2	RJ/ES
LT 345 kV Corumbá - Brasília Sul	1	GO/DF
LT 345 kV Corumbá - Itumbiara	1	GO/MG
LT 345 kV Furnas - Itutinga	2	MG
LT 345 kV Furnas - Luiz Carlos Barreto	1	MG
LT 345 kV Furnas - Masc. de Moraes	1	MG
LT 345 kV Furnas - Pimenta	1	MG
LT 345 kV Furnas - Poços de Caldas	2	MG
LT 345 kV Guarulhos - Ibiuna	2	SP
LT 345 kV Guarulhos - Poços de Caldas	2	SP/MG
LT 345 kV Guarulhos - Nordeste	1	SP
LT 345 kV Ibiuna - Tijuco Preto	2	SP
LT 345 kV Itumbiara - Bandeirantes	2	MG/GO
LT 345 kV Itumbiara - Porto Colômbia	1	MG
LT 345 kV L.C.Barreto - Masc. de Moraes	1	SP
LT 345 kV L.C.Barreto - P. de Caldas	2	SP/MG
LT 345 kV L.C.Barreto - Volta Grande	1	SP
LT 345 kV Marimbondo - Porto Colômbia	1	MG/SP
LT 345 kV Mogi - Poços de Caldas	1	SP/MG
LT 345 kV Mogi - Nordeste	1	SP

LT 345 kV Pimenta - Barreiro	1	MG
LT 345 kV Porto Colômbia - Volta Grande	1	MG
LT 230 kV Xavantes-Bandeirantes II	1	GO
LT 230 kV Brasília Geral-Xavantes	1	DF/GO
LT 230 kV Barro Alto - Serra da Mesa	1	GO
LT 230 kV Brasília Geral - Brasília Sul	1	DF
LT 230 kV Brasília Sul - Barro Alto	1	DF/GO
LT 230 kV Itumbiara - Cachoeira dourada	1	MG/GO
LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde I (1o trecho)	1	MG/GO
LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde I (2o e 3o trecho)	1	MG/GO
LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde II	1	MG/GO
LT 230 kV Rio Verde - Barra do Peixe	1	GO
LT 230 kV Rio Verde(FURNAS) - Cach. dourada 1	1	GO
LT 230 kV Rio Verde - Rondonópolis 1	1	GO/MT
LT 230 kV Rio Verde - Rondonópolis 2	1	GO/MT

SUBESTAÇÕES: Furnas (MG), Luiz C. B. de Carvalho (MG), Porto Colômbia (MG), Marimondo (SP), Angra (RJ), Itumbiara (MG), Serra da Mesa (GO), Guarulhos (SP), Mogi das Cruzes (SP), Jacarepaguá (RJ), Poços de Caldas (MG), Adrianópolis (RJ), Campinas (SP), Brasília Geral (DF), Brasília Sul (DF), Bandeirantes (GO), Barro Alto (GO), Samambaia (DF), Itutinga (MG), Campos (RJ), Araraquara (SP), Rio Verde (GO), Grajaú (RJ), Cachoeira Paulista (SP), Vitória (ES), São José (RJ), Gurupi (TO), Tijuco Preto (SP), Itaberá (SP), Ivaiporã (PR), Ibiúna (SP), Corumbá (GO), Mascarenhas de Moraes (MG), Niquelândia (GO).

5) INSTALAÇÕES DA CIA. ENERGÉTICA DE SÃO PAULO - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 500 kV Santo Ângelo - Taubaté	1	SP
LT 440 kV Água Vermelha - Araraquara	1	SP
LT 440 kV Água Vermelha - Ribeirão Preto	1	SP
LT 440 kV Araraquara - Mogi Mirim III	1	SP
LT 440 kV Araraquara - Santa Bárbara D'Oeste	1	SP
LT 440 kV Araraquara - Santo Ângelo	1	SP
LT 440 kV Assis - Bauru	1	SP
LT 440 kV Bauru - Araraquara	1	SP
LT 440 kV Bauru - Cabreúva	2	SP
LT 440 kV Bauru - Embu Guaçu	2	SP
LT 440 kV Bom Jardim - Santo Ângelo	1	SP
LT 440 kV Bom Jardim - Taubaté	1	SP
LT 440 kV Cabreúva - Bom Jardim	1	SP
LT 440 kV Cabreúva - Embu Guaçu	1	SP
LT 440 kV Capivara - Assis	1	SP
LT 440 kV Embu Guaçu - Santo Ângelo	1	SP
LT 440 kV Ilha Solteira - Água Vermelha	1	SP
LT 440 kV Ilha Solteira - Araraquara	2	SP
LT 440 kV Ilha Solteira - Bauru	2	SP
LT 440 kV Ilha Solteira - Três Irmãos	1	SP
LT 440 kV Jupiá - Bauru	2	SP
LT 440 kV Jupiá - Três Irmãos	1	SP
LT 440 kV Mogi Mirim III - Santo Ângelo	1	SP
LT 440 kV Ribeirão Preto - Santa Bárbara D'Oeste	1	SP
LT 440 kV Sumaré - Bom Jardim	1	SP
LT 440 kV Sumaré - Santa Bárbara D'Oeste	1	SP
LT 440 kV Taquaruçu - Capivara	1	SP
LT 440 kV Taquaruçu - Jupiá	1	SP
LT 345 kV Embu Guaçu - Alto da Serra (T. Baixada Santista - EPTE)	1	SP
LT 345 kV Embu Guaçu - Alto da Serra (Terminal Sul - EPTE)	1	SP

LT 345 kV Ibiúna (Furnas) - Interlagos (EPTE)	2	SP
LT 230 kV Assis - Chavantes	1	SP
LT 230 kV Ramal Salto Grande	1	SP
LT 230 kV Botucatu - Capão Bonito	1	SP
LT 230 kV Botucatu - Edgard de Souza (EPTE)	1	SP
LT 230 kV Cabreúva - Edgard de Souza	4	SP
LT 230 kV Chavantes - Botucatu	1	SP
LT 230 kV Chavantes - Jurumirim	1	SP
LT 230 kV Jurumirim - Botucatu	1	SP

SUBESTAÇÕES: Água Vermelha, Araraquara, Assis, Bauru, Bom Jardim, Botucatu, Cabreúva, Capão Bonito, Capivara, Chavantes, Embu Guaçu, Ilha Solteira (440 kV), Jupia, Jurumirim, Mogi Mirim III, Ribeirão Preto, Salto Grande, Santa Bárbara D'Oeste, Santo Ângelo, Sumaré, Taquarçu, Taubaté e Três Irmãos (440 kV), (todas localizadas no estado de São Paulo)

6) INSTALAÇÕES DA EMPRESA PAULISTA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 230 kV Anhang. (prov.) - Anhanguera	2	SP
LT 230 kV CEQ - Centro	2	SP
LT 230 kV Edgard Souza - CEQ	2	SP
LT 230 kV Edgard Souza - Pirituba	2	SP
LT 230 kV Henry Borden - B. Santista	2	SP
LT 230 kV Piratininga - Interlagos	2	SP
LT 230 kV Aparecida - S. Cabeça	1	SP
LT 230 kV Henry Borden - Piratininga	1	SP
LT 230 kV Itapeti - Mogi	1	SP
LT 230 kV Mogi - Mogi (F)	1	SP
LT 230 kV S. Cabeça - Nilo Peçanha (trecho EPTE)	1	SP
LT 230 kV S. José - Mogi (F)	1	SP
LT 230 kV S. José - Mogi (F)	1	SP
LT 230 kV Taubaté - Aparecida	1	SP
LT 230 kV Taubaté - S. José	1	SP
LT 345 kV Interlagos - Embu	2	SP
LT 345 kV Interlagos - Xavantes	2	SP
LT 345 kV Itapeti - Mogi	2	SP
LT 345 kV Itapeti - S. Ângelo	2	SP
LT 345 kV Itapeti - T. Preto	2	SP
LT 345 kV Leste - Ramon Reberte Filho	2	SP
LT 345 kV Leste - T. Preto	2	SP
LT 345 kV M. Fornasaro - Anhanguera	2	SP
LT 345 kV Norte - Guarulhos	2	SP
LT 345 kV Norte - M. Reale	2	SP
LT 345 kV Xavantes - M. Fornasaro	2	SP
LT 345 kV B. Santista - T. Preto	1	SP
LT 345 kV Leste - T. Preto	1	SP
LT 345 kV B. Santista - Alto da Serra	1	SP
LT 345 kV B. Santista - T. Preto	1	SP
LT 345 kV Guarulhos - Nordeste (trecho EPTE)	1	SP
LT 345 kV Mogi - Nordeste (trecho EPTE)	1	SP
LT 345 kV Sul - Alto da Serra	1	SP
LT 345 kV Sul - B. Santista	1	SP
LT 345 kV Xavantes - Bandeirantes	3	SP
LT 440 kV Ramal Oeste - Bauru - Embu	2	SP

SUBESTAÇÕES: Anhanguera, Anhanguera Prov., Aparecida, Baixada Santista, Bandeirantes, Centro, Edgard Souza, Interlagos, Itapeti, Leste, Miguel Reale, Milton Fornasaro, Mogi, Nordeste, Norte, Oeste, Piratininga, Pirituba, Ramon R.Filho, Santa Cabeça, São José, Sul, Xavantes, (todas localizadas no estado de São Paulo).

7) INSTALAÇÕES DA CIA. ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 500 kV Emborcação - Itumbiara	1	MG
LT 500 kV Emborcação - Nova Ponte	1	MG
LT 500 kV Emborcação - São Gotardo 2	1	MG
LT 500 kV Jaguará - Neves 1	1	MG
LT 500 kV Jaguará - Nova Ponte	1	MG
LT 500 kV Jaguará - São Gonçalo do Pará	1	MG
LT 500 kV Jaguará - São Simão	1	MG
LT 500 kV Mesquita - Neves	1	MG
LT 500 kV Neves 1- São Gotardo 2	1	MG
LT 500 kV S. Gonçalo do Pará - O. Preto 2	1	MG
LT 500 kV São Simão - Água Vermelha	1	MG
LT 345 kV Barbacena 2 - Juiz de Fora 1	1	MG
LT 345 kV Barbacena 2 - Lafaiete	1	MG
LT 345 kV Barbacena 2 - Pimenta	1	MG
LT 345 kV Barreiro - Neves 1	1	MG
LT 345 kV Barreiro - Taquaril	1	MG
LT 345 kV Jaguará - Estreito	1	MG
LT 345 kV Jaguará - Volta Grande	1	MG
LT 345 kV Jaguará (abaixadora) - Jaguará	1	MG
LT 345 kV Lafaiete - Ouro Preto 2	1	MG
LT 345 kV Jaguará - Pimenta	2	MG
LT 345 kV Montes Claros 2 - Várzea da Palma 1	1	MG
LT 345 kV Neves 1 - Taquaril	1	MG
LT 345 kV Neves 1 - Três Marias	1	MG
LT 345 kV Ouro Preto 2 - Taquaril	1	MG
LT 345 kV Pimenta - Taquaril	1	MG
LT 345 kV Pirapora 2 - V. da Palma 1	1	MG
LT 345 kV São Gotardo 2 - Três Marias	1	MG
LT 345 kV Três Marias - V. da Palma 1	1	MG
LT 230 kV Acesita - Ipatinga 1	1	MG
LT 230 kV Barão de Cocais - São Bento Mineração	1	MG
LT 230 kV Barão de Cocais 2 - João Monlevade	1	MG
LT 230 kV Barão de Cocais 2 - Taquaril	1	MG
LT 230 kV Guilman Amorim - Ipatinga 1	1	MG
LT 230 kV Guilman Amorim - Nova Era 2	1	MG
LT 230 kV Ipatinga 1 - Itabira 2	1	MG
LT 230 kV Ipatinga 1 - Usiminas	1	MG
LT 230 kV Itabira 2 - Monlevade 2 (CSBM)	1	MG
LT 230 kV Itabira 2 - Nova Era 2	1	MG
LT 230 kV LT1 G. Valadares 2 - Mesquita	1	MG
LT 230 kV LT1 Ipatinga 1 - Mesquita	1	MG
LT 230 kV LT1 Itabira 2 - Taquaril	1	MG
LT 230 kV LT2 G. Valadares 2 - Mesquita	1	MG
LT 230 kV LT2 Ipatinga 1 - Mesquita	1	MG
LT 230 kV LT2 Itabira 2 - Taquaril	1	MG
LT 230 kV Mesquita - Usiminas	1	MG

SUBESTAÇÕES : Barão de Cocais 2, Barbacena 2, Barreiro, Conselheiro Lafaiete, Conselheiro Pena, Emborcação, Gov. Valadares 2, Guilman-Amorim, Ipatinga 1, Itabira 2, Itutinga, Jaguará 345, Jaguará 500, Juiz de Fora 1, Mesquita, Montes Claros 2, Neves 1, Nova Ponte, Nova Era 2, Ouro Preto 2, Pimenta, São Gonçalo do Pará, São Gotardo 2, São Simão, Taquaril, Timóteo, Três Marias, Varzea da Palma 1, Volta Grande, (todas estão localizadas no estado de Minas Gerais).

8) INSTALAÇÕES DA CENTRAIS ELÉTRICAS DE GOIÁS - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 230 kV Parnaíba - Itumbiara	1	GO
LT 230 kV Cachoeira Dourada - Anhanguera	1	GO
LT 230 kV Cachoeira Dourada - Planalto	1	GO
LT 230 kV Planalto - Anhanguera	1	GO
LT 230 kV Anhanguera - Goiânia Leste	1	GO
LT 230 kV Goiânia Leste - Xavantes	1	GO
LT 230 kV Bandeirantes - Xavantes	1	GO
LT 230 kV Xavantes - Matinha	2	GO
LT 230 kV Anhanguera - Palmeiras (trecho 1)	2	GO
LT 230 kV Anhanguera - Palmeiras (trecho 2)	1	GO
LT 230 kV Palmeiras - Firminópolis	1	GO
LT 230 kV Barro Alto - Itapaci	1	GO

SUBESTAÇÕES : Parnaíba, Cachoeira Dourada, Anhanguera, Xavantes, Goiânia Leste, Planalto, Palmeiras, Firminópolis, Águas Lindas, Itapaci, (todas localizadas no estado de Goiás).

9) INSTALAÇÕES DA ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 230 kV G. Valadares - Mascarenhas	1	MG/ES

SUBESTAÇÕES: Mascarenhas (ES)

10) INSTALAÇÕES DA CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	Nº CIRCUITOS	UF
LT 500 kV Tucuruí - Vila do Conde	1	PA
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	2	PA
LT 500 kV Marabá - Imperatriz	2	PA / MA
LT 500 kV Imperatriz - Presidente Dutra	2	MA
LT 500 kV Presidente Dutra - São Luiz II	2	MA
LT 500 kV Boa Esperança - Presidente Dutra	1	PI / MA
LT 500 kV Imperatriz - Colinas	1	MA / TO
LT 500 kV Colinas - Miracema	1	TO
LT 230 kV Imperatriz - Porto Franco	1	MA
LT 230 kV São Luiz I - São Luiz II	2	MA
LT 230 kV Miranda I - São Luiz II	1	MA
LT 230 kV Peritoró - Miranda I	1	MA
LT 230 kV Teresina - Peritoró	1	PI / MA
LT 230 kV Vila do Conde - Guamá	2	PA
LT 230 kV Guamá - Utinga	2	PA
LT 230 kV Utinga - Miramar	2	PA
LT 230 kV Utinga - Santa Maria	1	PA
LT 230 kV Tucuruí - Altamira	1	PA
LT 230 kV Altamira - Rurópolis	1	PA
LT 230 kV Couto Magalhães - Rondonópolis	1	MT
LT 230 kV Rondonópolis - Coxipó	2	MT
LT 230 kV Coxipó - Nobres	1	MT
LT 230 kV Nobres - Nova Mutum	1	MT
LT 230 kV Nova Mutum - Sorriso	1	MT
LT 230 kV Sorriso - Sinop	1	MT
LT 230 kV Barra do Peixe - Rondonópolis	2	MT

SUBESTAÇÕES: Santa Maria, Utinga, Guamá, Vila do Conde, Tucuruí, Marabá, Altamira, Transamazônica e Rurópolis, (no estado do Pará). Imperatriz, Porto Franco, Presidente Dutra, São Luiz II, São Luiz I, Miranda I, Miranda II e Peritoró, (no estado

do Maranhão). Colinas e Miracema, (no estado do Tocantins). Barra do Peixe, Rondonópolis, Coxipó, Nova Mutum, Sorriso e Sinop, (no estado de Mato Grosso).

11) INSTALAÇÕES DA CIA. DE ELETRICIDADE DO SÃO FRANCISCO - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	Nº CIRCUITOS	UF
LT 500 kV Angelim - Recife II	2	PE
LT 500 kV Banabuiú - Fortaleza (Transf.)	1	CE
LT 500 kV Jardim - Camaçari	1	SE / BA
LT 500 kV Luiz Gonzaga - Angelim	1	PE
LT 500 kV Luiz Gonzaga - Olindina	1	PE / BA
LT 500 kV Luiz Gonzaga - Sobradinho	2	PE / BA
LT 500 kV Messias - Recife II	1	AL / PE
LT 500 kV Milagres - Banabuiú (Transf.)	1	CE
LT 500 kV Olindina - Camaçari	2	BA
LT 500 kV P. Afonso - Angelim	1	AL / PE
LT 500 kV P. Afonso - Luiz Gonzaga	1	AL / PE
LT 500 kV P. Afonso - Milagres (Transf.)	1	AL / CE
LT 500 kV P. Afonso - Olindina	1	AL / BA
LT 500 kV P. Afonso - Xingó	1	AL / SE
LT 500 kV S. J. do Piauí - Boa Esperança	1	PI
LT 500 kV Sobradinho - S. J. do Piauí	1	BA / PI
LT 500 kV US. P. Afonso IV - P. Afonso	6	BA / AL
LT 500 kV Xingó - Jardim	1	SE
LT 500 kV Xingó - Messias	1	SE / AL
LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina	1	MA/PI
LT 500 kV Sobral II - Fortaleza II	1	CE
LT 500 kV Teresina II - Sobral II	1	PI/CE
LT 230 kV Angelim - Messias	3	PE / AL
LT 230 kV Angelim - Recife II	3	PE
LT 230 kV Angelim - Tacaimbó	3	PE
LT 230 kV Banabuiú - Fortaleza	3	CE
LT 230 kV Banabuiú - Mossoró	1	CE
LT 230 kV Banabuiú - Russas	1	CE
LT 230 kV Boa Esperança - Teresina	2	PI
LT 230 kV Bom Jesus da Lapa - Barreiras	1	BA
LT 230 kV Bom Nome - Milagres	3	PE / CE
LT 230 kV Camaçari - Cotegipe	2	BA
LT 230 kV Camaçari - Gov. Mangabeira	2	BA
LT 230 kV Camaçari - Jacaracanga	2	BA
LT 230 kV Camaçari - Matatu	1	BA
LT 230 kV Camaçari - Pituaçu	2	BA
LT 230 kV Campina Grande - Natal	2	PB / RN
LT 230 kV Catu - Camaçari	2	BA
LT 230 kV Catu - Gov. Mangabeira	1	BA
LT 230 kV Cícero Dantas - Catu	2	BA
LT 230 kV Cotegipe - Jacaracanga	1	BA
LT 230 kV Cotegipe - Pituaçu	1	BA
LT 230 kV Fortaleza - Delmiro Gouveia	2	CE
LT 230 kV Fortaleza - Pici	2	CE
LT 230 kV Funil - Eunápolis	2	BA
LT 230 kV Goianinha - Campina Grande	1	PB
LT 230 kV Goianinha - Mussurê	2	PB
LT 230 kV Gov. Mangabeira - Funil	3	BA
LT 230 kV Irecê - Bom Jesus da Lapa	1	BA
LT 230 kV Itabaiana - Jardim	2	SE

LT 230 kV Itabaiana - Itabaianinha	1	SE
LT 230 kV Itabaianinha - Catu	1	SE / BA
LT 230 kV Juazeiro - Senhor do Bonfim	2	BA
LT 230 kV Milagres - Banabuiú	3	CE
LT 230 kV Milagres - Bonabuiú - Fortaleza	2	CE
LT 230 kV Milagres - Coremas	1	CE / PB
LT 230 kV Mirueira - Goianinha	1	PE / PB
LT 230 kV Mossoró - Açú II	1	RN
LT 230 kV P. Afonso - Angelim	4	AL / PE
LT 230 kV P. Afonso - Bom Nome	3	AL / PE
LT 230 kV P. Afonso - Bom Nome - Milagres	1	AL / PE
LT 230 kV P. Afonso - Cicero Dantas	2	AL / BA
LT 230 kV P. Afonso - Itabaiana	2	AL / SE
LT 230 kV Pirapama - Recife II	2	PE
LT 230 kV Piripiri - Sobral	1	PI / CE
LT 230 kV Pituaçu - Matatu	1	BA
LT 230 kV Recife II - Bongi	3	PE / BA
LT 230 kV Recife II - Goianinha	2	PE / PB
LT 230 kV Recife II - Mirueira	3	PE
LT 230 kV Recife II - Pau Ferro	2	PE
LT 230 kV Pau Ferro - C. Grande II	2	PE / PB
LT 230 kV C. Grande II - Natal	2	PE/RN
LT 230 kV Derivação Cauípe - Cauípe	2	
LT 230 kV Messias - Rio Largo	2	
LT 230 kV Rio Largo - Maceió	2	AL
LT 230 kV Rio Largo - Messias	5	AL
LT 230 kV Rio Largo - Penedo	1	AL
LT 230 kV Russas - Mossoró	1	CE / RN
LT 230 kV S. J. do Piauí - Eliseu Martins	1	PI
LT 230 kV S. J. do Piauí - Picos	1	PI
LT 230 kV Senhor do Bonfim - Irecê	1	BA
LT 230 kV Sobradinho - Juazeiro	2	BA
LT 230 kV Sobral - Fortaleza	1	CE
LT 230 kV Tacaimbó - Campina Grande	2	PE / PB
LT 230 kV Teresina - Piripiri	1	PI
LT 230 kV Teresina II - Teresina	2	PI

SUBESTAÇÕES: Açú II (RN), Angelim (PE), Banabuiú (CE), Cauípe (CE), US. B. Esperança (PI), B. Esperança (PI), Bom Nome (PE), B. Jesus da Lapa (BA), Bongi (BA), Camaçari (BA), C. Grande II (PE), Catu (BA), Cotegipe (BA), Coremas (PB), Fortaleza (CE), Fortaleza II (CE), Funil (BA), Goianinha (PB), Gov. Mangabeira (BA), Irecê (BA), Itabaiana (SE), Jacaracanga (BA), Jardim (SE), Juazeiro II (CE), Matatu (BA), Maceió (AL), Milagres (CE), Mirueira (PE), Mossoró II (RN), Mussurê II (PB), Natal (RN), Paulo Afonso (BA), US/SE PA IV (BA), Penedo (AL), Picos (PI), Pici (CE), Pirapama (PE), Piripi (PI), Pituaçu (BA), Recife II (PE), Ribeirão (PE), Rio Largo II (AL), Messias (AL), Russas II (CE), São João Piauí (PI), S. do Bonfim II (BA), US. Sobradinho (BA), Sobral (CE), Sobral II (CE), Tacaimbó (PE), Delmiro Gouveia (CE), Teresina (PI), Teresina II (PI), US. Xingó (SE), Itabaianinha (SE), Eunápolis (BA), Barreiras (BA), Icó (CE), Sto. A. de Jesus (BA), C. Dantas (BA), Olindina (BA), US. Luiz Gonzaga (PE), Abaixadora (BA).

12) INSTALAÇÕES DA CIA. ENERGÉTICA DO MARANHÃO - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 230 kV Tape Peritô - Teresina - Coelho Neto	1	MA

SUBESTAÇÕES: Coelho Neto (MA).

13) INSTALAÇÕES DA CIA. DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 230 kV Gov. Mangabeira - Tombá	2	BA

SUBESTAÇÕES: Tombá (BA)

14) INSTALAÇÕES DA CIA. DE ENERGIA ELÉTRICA DO ESTADO DO TOCANTINS - UNT

SUBESTAÇÕES: Banco de Transformadores de 500/138 kV - 4 x 60 MVA e Conexões, instalados na SE Miracema, de propriedade da CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL - UNT.

15) INSTALAÇÕES DA LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE - UNT

LINHAS DE TRANSMISSÃO	N CIRCUITOS	UF
LT 230 kV Nilo Peçanha - Santa Cabeça	1	RJ

SUBESTAÇÕES: Nilo Peçanha (RJ).

RESOLUÇÃO ANEEL N° 67, DE 16 DE ABRIL DE 1999

Estabelece as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da Rede Básica e os encargos de conexão.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no § 4º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no parágrafo único do art. 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e considerando que:

os atuais contratos de suprimento de energia elétrica devem ser substituídos por contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica, contratos de uso dos sistemas de transmissão e contratos de conexão, competindo à ANEEL regular, entre outras, as tarifas de acesso e uso dos sistemas de transmissão;

a composição da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados, bem como dos ativos de conexão, em operação nesta data, ou com previsão de operação até 31 de dezembro de 1999, estabelecida pela ANEEL na Resolução nº 066, de 20 de abril de 1999, resolve:

Art. 1º Estabelecer os valores das receitas anuais permitidas às empresas concessionárias de transmissão, vinculadas às instalações de transmissão constantes da Rede Básica e às instalações de conexão, conforme quadros constantes dos Anexos I e II desta Resolução.

§ 1º Os valores estabelecidos incorporam a cobertura de todos os custos decorrentes da atividade de transmissão de energia elétrica, inclusive os relativos aos centros de operação dos sistemas - COS's.

§ 2º As instalações de transmissão em implantação, com entrada em operação após 31 de dezembro de 1999, terão as suas receitas permitidas estabelecidas em ato específico a ser expedido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

§ 3º Os valores associados à Rede Básica serão cobertos pelos encargos de acesso e uso, estabelecidos em contratos específicos celebrados entre os usuários e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, e os valores associados às conexões serão objeto de contratos específicos celebrados entre as partes envolvidas, conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 248, de 7 de julho de 1998.

Art. 2º Os valores das receitas anuais permitidas serão reajustados e revisados periodicamente pela ANEEL, com base nas condições previstas nos contratos de concessão de transmissão.

Art. 3º Estabelecer, para fins do disposto no art. 8º da Resolução ANEEL nº 248, de 1998, o valor mensal de R\$ 2.561,86 / MW (dois mil quinhentos e sessenta e um reais e oitenta e seis centavos por megawatt) para a tarifa de uso da transmissão da Rede Básica, vinculada aos contratos iniciais, a ser aplicada aos contratos de uso dos sistemas de transmissão celebrados com as concessionárias distribuidoras do serviço público de energia elétrica.

§ 1º O valor da tarifa foi determinado em conformidade com o § 2º do art. 8º da Resolução ANEEL nº 248, de 7 de julho de 1998, levando-se em consideração os dados e valores a seguir indicados:

Previsão orçamentária do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	R\$ 92.474.085,00
Receita obtida através de encargos do Sistema de Transmissão	R\$ 84.974.085,00
Receita obtida através de contribuição dos associados	R\$ 7.500.000,00
Provisão para compensação do déficit de receita do exercício de 1998	R\$ 6.805.914,00
Demanda média anual do sistema elétrico interligado	52.115 MW

§ 2º O valor da tarifa será revisado anualmente pela ANEEL, em função das receitas reconhecidas para os ativos da Rede Básica, dos valores reconhecidos para os itens do parágrafo anterior, da composição do mercado dos Contratos Iniciais e da receita que vier a ser obtida pelo pagamento de encargos de uso da transmissão pela parcela do mercado livre, de acordo com regras a serem definidas em regulamentação específica.

Art. 4º Fixar a tarifa de transporte de energia elétrica proveniente da Itaipu Binacional, a ser aplicada aos concessionários de distribuição das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, contratantes daquela

energia, no valor de R\$ 1.348,49 / MW (um mil trezentos e quarenta e oito reais e quarenta e nove centavos por megawatts).

Parágrafo único. Os valores decorrentes da aplicação da tarifa de transporte deverão ser pagos a Furnas Centrais Elétricas S.A. e referem-se ao pagamento das instalações de conexão dedicadas a Itaipu constantes do anexo II desta resolução.

Art. 5º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 6º Revogam-se os arts. 3º e 4º da Resolução ANEEL nº 262, de 13 de agosto de 1998 e o art. 2º da Resolução ANEEL nº 269, de 13 de agosto de 1998.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

ANEXO I

RECEITAS ANUAIS PERMITIDAS DE TRANSMISSÃO

Empresa	Total	Rede Básica	Conexão
FURNAS - Centrais Elétricas S/A	470.375	284.180	186.195
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	302.469	283.745	18.724
Companhia Energética de São Paulo - CESP	320.002	207.685	112.317
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A-ELETRONORTE	203.266	193.958	9.307
Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL	163.724	142.565	21.159
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	140.000	132.182	7.818
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	105.001	81.419	23.582
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	76.907	29.910	46.997
EPTE-Empr. Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S/A	273.000	142.034	130.966
Centrais Elétricas de Goiás - CELG	9.900	8.550	1.350
Espirito Santo Centrais Elétricas S/A - ESCELSA	1.201	972	229
Cia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	1.194	1.052	142
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR	823	782	41
LIGHT - Serviços de Eletricidade S/A	698	698	0
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	767	636	131
Total	2.069.327	1.510.368	558.958

ANEXO II RECEITAS ANUAIS REFERENTES ÀS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO

EMPRESA	INSTALAÇÕES	(R\$*1000)
FURNAS	Instalações dedicadas à CERJ	6.345
	Instalações dedicadas à CEB	513
	Instalações dedicadas à CELG	1.391
	Instalações dedicadas à ESCELSA	958
	Instalações dedicadas à CEMAT	796
	Instalações dedicadas à CELTINS	24
	Instalações dedicadas à CPFL	430
	Instalações dedicadas à LIGHT	4.969
	Instalações dedicadas à CEMIG	393
	Instalações dedicadas à FURNAS	5.837
	Instalações dedicadas à ITAIPU	164.539
	TOTAL	186.195
CHESF	Instalações dedicadas à CEPISA	416
	Instalações dedicadas à COELCE	982
	Instalações dedicadas à COSERN	2.631
	Instalações dedicadas à SAELPA	779
	Instalações dedicadas à CELB	428
	Instalações dedicadas à CELPE	1.531
	Instalações dedicadas à CEAL	397

	Instalações dedicadas à ENERGEPIE	851
	Instalações dedicadas à COELBA	2.926
	Instalações dedicadas à CHESF	7.715
	Instalações dedicadas à CEMAR	68
	TOTAL	18.724
CESP	Instalações dedicadas à CPFL	15.156
	Instalações dedicadas à BRAGANTINA	2.110
	Instalações dedicadas à CAIUA	6.290
	Instalações dedicadas à STA CRUZ	2.944
	Instalações dedicadas à VALE PARANAPANEMA	4.207
	Instalações dedicadas à NACIONAL	3.932
	Instalações dedicadas à EBE	5.101
	Instalações dedicadas à METROPOLITANA	924
	Instalações dedicadas à CESP	1.391
	Instalações dedicadas à Geração Paranapanema	145
	Instalações dedicadas à Geração Tietê	171
	Instalações dedicadas à CESP	6.123
	Instalações dedicadas à ELEKTRO	63.808
	Instalações dedicadas à ELETROSUL	15
	TOTAL	112.317
EMPRESA	INSTALAÇÕES	(R\$*1000)
ELETRONORTE	Instalações dedicadas à CEMAR	1.231
	Instalações dedicadas à CELTINS	86
	Instalações dedicadas à CELPA	2.100
	Instalação dedicadas à CEMAT	3.195
	Instalações dedicadas à ELETRONORTE	2.695
	TOTAL	9.307
ELETROSUL	Instalações dedicadas à CEEE	132
	Instalações dedicadas à COPEL	1.735
	Instalações dedicadas à ENERSUL	6.839
	Instalações dedicadas à CELESC	8.707
	Instalações dedicadas à RGE	145
	Instalações dedicadas à AES-SUL	267
	Instalações dedicadas à GERASUL	3.334
	TOTAL	21.159
CEMIG	Instalações dedicadas à CELG	58
	Instalações dedicadas à CEMIG - G	1.442
	Instalações dedicadas à CEMIG - D	6.318
	TOTAL	7.818
CEEE	Instalações dedicadas à CGTEE	450
	Instalações dedicadas à CEEE - D	4.258
	Instalações dedicadas à CEEE - H	735
	Instalações dedicadas à RGE	9.823
	Instalações dedicadas à AES-SUL	8.316
	TOTAL	23.582
COPEL	Instalações dedicadas à COPEL - D	44.800
	Instalações dedicadas à COPEL - G	2.197
	TOTAL	46.997
EPTE	Instalações dedicadas à EBE	36.370
	Instalações dedicadas à METROPOLITANA	88.129
	Instalações dedicadas à EMAE	3.566
	Instalações dedicadas à CESP	2.901
	TOTAL	130.966
CELG	Instalações dedicadas à CELG	854

	Instalações dedicadas à CEMIG	54
	Instalações dedicadas à CDSA	442
	TOTAL	1.350
ESCELSA	Instalações dedicadas à ESCELSA	229
	TOTAL	229
COELBA	Instalações dedicadas à COELBA	142
	TOTAL	142
CEMAR	Instalações dedicadas à CEMAR	41
	TOTAL	41
CELTINS	Instalações dedicadas à CELTINS	131
	TOTAL	131

RESOLUÇÃO ANEEL N° 78, DE 20 DE ABRIL DE 1999

Homologa os montantes de potência e a respectiva energia vinculada, a serem contratados por concessionárias do serviço público de energia elétrica com a ELETROBRÁS, correspondendo a totalidade dos serviços de eletricidade da Itaipu Binacional.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º da Medida Provisória nº 1.819, de 31 de março de 1999, e considerando:

a necessidade de redistribuir as quotas-partes da Usina de Itaipu, entre os concessionários do serviço público de energia elétrica que comercializem energia em montante anual igual ou superior a 300 GWh, diretamente com consumidores finais situados nos Estados das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, resolve:

Art. 1º Homologar os montantes de potência e respectiva energia vinculada, a serem contratados pelas concessionárias do serviço público de energia elétrica com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, correspondendo a totalidade dos serviços de eletricidade da Itaipu Binacional, em conformidade com o Anexo desta Resolução.

§ 1º Os montantes de potência e energia referem-se ao ponto de entrega da Itaipu Binacional à ELETROBRÁS na Subestação de Foz do Iguaçu.

§ 2º Os montantes de energia e demanda provenientes da Itaipu Binacional foram rateados entre as empresas, de acordo com o disposto no art. 3º da Medida Provisória nº 1819, de 31 de março de 1999 proporcionalmente aos valores verificados no ano de 1992, das respectivas vendas de energia elétrica efetuadas à consumidores finais.

§ 3º As disponibilidades de potência e energia da Itaipu Binacional utilizadas na redistribuição das quotas-partes são aquelas aprovadas pela resolução GCOI RS-G-2955/98 de 14 de dezembro de 1998.

§ 4º Anualmente os montantes de potência e energia da Itaipu Binacional devem ser revistos segundo critérios a serem estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

ANEXO
Montantes de Potência a serem contratados com a ELETROBRAS (MWh/h)

CERJ		1999	2000	2001
	JAN	290	286	284
	FEV	290	285	282
	MAR	290	286	283
	ABR	290	285	283
	MAI	290	286	283
	JUN	290	287	284
	JUL	292	286	284
	AGO	291	286	283
	SET	291	285	282
	OUT	291	285	301
	NOV	291	286	302
	DEZ	289	285	302

CEB		1999	2000	2001
	JAN	134	133	132
	FEV	134	132	131
	MAR	134	133	131
	ABR	134	132	131
	MAI	134	132	131
	JUN	135	133	132
	JUL	135	133	131
	AGO	135	133	131
	SET	135	132	131
	OUT	135	132	140
	NOV	135	132	140
	DEZ	134	132	140
CELG		1999	2000	2001
	JAN	229	226	224
	FEV	229	225	222
	MAR	229	226	224
	ABR	229	225	223
	MAI	229	225	223
	JUN	229	226	224
	JUL	230	226	224
	AGO	230	226	224
	SET	229	225	222
	OUT	230	225	238
	NOV	230	225	238
	DEZ	228	225	238
ESCELSA		1999	2000	2001
	JAN	252	249	247
	FEV	252	248	245
	MAR	252	249	247
	ABR	252	248	246
	MAI	252	248	246
	JUN	253	249	247
	JUL	254	249	247
	AGO	253	249	247
	SET	253	248	245
	OUT	253	248	262
	NOV	253	248	263
	DEZ	252	248	262
CEMAT		1999	2000	2001
	JAN	75	75	74
	FEV	75	74	73
	MAR	75	74	74
	ABR	75	74	74
	MAI	75	74	74
	JUN	76	75	74
	JUL	76	74	74
	AGO	76	74	74
	SET	76	74	73
	OUT	76	74	78
	NOV	76	74	79
	DEZ	75	74	78

		1999	2000	2001
CELTINS				
	JAN	5	5	5
	FEV	5	5	5
	MAR	5	5	5
	ABR	5	5	5
	MAI	5	5	5
	JUN	5	5	5
	JUL	5	5	5
	AGO	5	5	5
	SET	5	5	5
	OUT	5	5	5
	NOV	5	5	5
	DEZ	5	5	5
CPFL				
	JAN	802	792	784
	FEV	801	787	779
	MAR	802	791	784
	ABR	801	789	781
	MAI	801	790	782
	JUN	803	793	785
	JUL	806	792	784
	AGO	806	791	784
	SET	803	787	779
	OUT	805	788	833
	NOV	805	790	835
	DEZ	800	788	834
EBE				
	JAN	1.120	1.106	1.095
	FEV	1.118	1.099	1.088
	MAR	1.119	1.105	1.094
	ABR	1.118	1.102	1.091
	MAI	1.119	1.102	1.092
	JUN	1.121	1.107	1.097
	JUL	1.125	1.105	1.095
	AGO	1.125	1.105	1.094
	SET	1.122	1.099	1.088
	OUT	1.125	1.100	1.163
	NOV	1.124	1.102	1.166
	DEZ	1.117	1.101	1.164
METROPOLITANA				
	JAN	1.751	1.729	1.713
	FEV	1.748	1.719	1.701
	MAR	1.750	1.728	1.711
	ABR	1.749	1.723	1.707
	MAI	1.750	1.724	1.707
	JUN	1.753	1.731	1.715
	JUL	1.760	1.729	1.713
	AGO	1.759	1.728	1.712
	SET	1.754	1.719	1.701
	OUT	1.759	1.721	1.820
	NOV	1.759	1.724	1.824

	DEZ	1.748	1.722	1.821
CESP		1999	2000	2001
	JAN	57	57	56
	FEV	57	56	56
	MAR	57	56	56
	ABR	57	56	56
	MAI	57	56	56
	JUN	57	57	56
	JUL	58	57	56
	AGO	58	56	56
	SET	57	56	56
	OUT	58	56	59
	NOV	57	56	60
	DEZ	57	56	60
ELEKTRO		1999	2000	2001
	JAN	437	432	427
	FEV	436	429	425
	MAR	437	431	427
	ABR	436	430	426
	MAI	437	430	426
	JUN	438	432	428
	JUL	439	431	427
	AGO	439	431	427
	SET	438	429	425
	OUT	439	429	454
	NOV	439	430	455
	DEZ	436	430	454
LIGHT		1999	2000	2001
	JAN	1.179	1.164	1.153
	FEV	1.177	1.157	1.145
	MAR	1.179	1.163	1.152
	ABR	1.178	1.160	1.149
	MAI	1.178	1.161	1.150
	JUN	1.181	1.165	1.155
	JUL	1.185	1.164	1.153
	AGO	1.184	1.163	1.152
	SET	1.181	1.157	1.145
	OUT	1.184	1.159	1.225
	NOV	1.184	1.161	1.228
	DEZ	1.177	1.159	1.226
CEMIG		1999	2000	2001
	JAN	1.722	1.700	1.684
	FEV	1.719	1.690	1.672
	MAR	1.721	1.698	1.682
	ABR	1.720	1.694	1.678
	MAI	1.720	1.695	1.679
	JUN	1.724	1.702	1.686
	JUL	1.731	1.700	1.684
	AGO	1.730	1.699	1.683
	SET	1.725	1.690	1.672
	OUT	1.729	1.692	1.789

	NOV	1.729	1.695	1.793
	DEZ	1.718	1.693	1.790
BRAGANTINA		1999	2000	2001
	JAN	19	18	18
	FEV	19	18	18
	MAR	19	18	18
	ABR	19	18	18
	MAI	19	18	18
	JUN	19	18	18
	JUL	19	18	18
	AGO	19	18	18
	SET	19	18	18
	OUT	19	18	19
	NOV	19	18	19
	DEZ	19	18	19
CAIUA		1999	2000	2001
	JAN	37	37	37
	FEV	37	37	36
	MAR	37	37	36
	ABR	37	37	36
	MAI	37	37	36
	JUN	37	37	37
	JUL	38	37	37
	AGO	37	37	36
	SET	37	37	36
	OUT	37	37	39
	NOV	37	37	39
	DEZ	37	37	39
SANTA CRUZ		1999	2000	2001
	JAN	21	21	21
	FEV	21	21	21
	MAR	21	21	21
	ABR	21	21	21
	MAI	21	21	21
	JUN	21	21	21
	JUL	22	21	21
	AGO	22	21	21
	SET	21	21	21
	OUT	22	21	22
	NOV	22	21	22
	DEZ	21	21	22
PARANAPAMENA		1999	2000	2001
	JAN	30	30	29
	FEV	30	30	29
	MAR	30	30	29
	ABR	30	30	29
	MAI	30	30	29
	JUN	30	30	29
	JUL	30	30	29
	AGO	30	30	29
	SET	30	30	29

	OUT	30	30	31
	NOV	30	30	31
	DEZ	30	30	31
NACIONAL		1999	2000	2001
	JAN	17	17	17
	FEV	17	17	17
	MAR	17	17	17
	ABR	17	17	17
	MAI	17	17	17
	JUN	17	17	17
	JUL	17	17	17
	AGO	17	17	17
	SET	17	17	17
	OUT	17	17	18
	NOV	17	17	18
	DEZ	17	17	18
CATAGUAZES		1999	2000	2001
	JAN	34	34	33
	FEV	34	33	33
	MAR	34	34	33
	ABR	34	33	33
	MAI	34	33	33
	JUN	34	34	33
	JUL	34	34	33
	AGO	34	34	33
	SET	34	33	33
	OUT	34	33	35
	NOV	34	33	35
	DEZ	34	33	35
CELESC		1999	2000	2001
	JAN	444	439	435
	FEV	444	436	432
	MAR	444	438	434
	ABR	444	437	433
	MAI	444	438	433
	JUN	445	439	435
	JUL	447	439	435
	AGO	446	439	434
	SET	445	436	432
	OUT	446	437	462
	NOV	446	438	463
	DEZ	444	437	462
ENERSUL		1999	2000	2001
	JAN	103	102	101
	FEV	103	101	100
	MAR	103	101	100
	ABR	103	101	100
	MAI	103	101	100
	JUN	103	102	101
	JUL	103	102	101
	AGO	103	101	100

	SET	103	101	100
	OUT	103	101	107
	NOV	103	101	107
	DEZ	103	101	107
CEEE		1999	2000	2001
	JAN	258	255	252
	FEV	258	253	251
	MAR	258	255	252
	ABR	258	254	252
	MAI	258	254	252
	JUN	258	255	253
	JUL	259	255	252
	AGO	259	255	252
	SET	259	253	251
	OUT	259	254	268
	NOV	259	254	269
	DEZ	258	254	268
AES-SUL		1999	2000	2001
	JAN	292	288	285
	FEV	291	286	283
	MAR	292	288	285
	ABR	291	287	284
	MAI	291	287	284
	JUN	292	288	286
	JUL	293	288	285
	AGO	293	288	285
	SET	292	286	283
	OUT	293	287	303
	NOV	293	287	304
	DEZ	291	287	303
RGE		1999	2000	2001
	JAN	213	210	208
	FEV	212	209	207
	MAR	213	210	208
	ABR	213	209	207
	MAI	213	209	207
	JUN	213	210	208
	JUL	214	210	208
	AGO	214	210	208
	SET	213	209	207
	OUT	214	209	221
	NOV	214	209	222
	DEZ	212	209	221
COPEL		1999	2000	2001
	JAN	648	640	634
	FEV	647	636	629
	MAR	647	639	633
	ABR	647	637	631
	MAI	647	638	632
	JUN	649	640	634
	JUL	651	639	633

	AGO	651	639	633
	SET	649	636	629
	OUT	651	637	673
	NOV	650	638	675
	DEZ	646	637	673

Montantes de Energia associados as Potências acima (MW - médio)

CONCESSIONÁRIA	1.999	2.000	2.001
CERJ	231	227	225
CEB	107	105	104
CELG	182	179	178
ESCELSA	201	198	196
CEMAT	60	59	59
CELTINS	4	4	4
CPFL	639	628	623
EBE	892	877	870
METROPOLITANA	1.395	1.372	1.360
CESP	46	45	44
ELEKTRO	348	342	341
LIGHT	939	924	916
CEMIG	1.371	1.349	1.337
BRAGANTINA	15	15	15
CAIUA	29	29	29
SANTA CRUZ	17	17	17
PARANAPANEMA	24	24	23
NACIONAL	14	13	13
CATAGUAZES	27	27	26
CELESC	354	348	345
ENERSUL	82	81	80
CEEE	206	202	201
AES-SUL	232	229	227
RGE	169	167	165
COPEL	516	507	503

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 79, DE 20 DE ABRIL DE 1999

Altera os montantes de energia e demanda de potência, homologados pela Resolução nº 450, de 29 de dezembro de 1998.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria e tendo em vista o disposto nos arts. 3º e 6º da Medida Provisória nº 1819, de 31 de março de 1999, e considerando que:

Durante o período de transição, a energia da ELETRONUCLEAR deverá ser comercializada por intermédio da ELETROBRÁS;

Os concessionários que comercializam energia em montante anual igual ou superior a 300 GWh, diretamente com consumidores finais, sejam detentores de quotas-partes de ITAIPU, resolve:

Art. 1º Substituir os Anexos I e II da Resolução ANEEL nº 450, de 29 de dezembro de 1998 pelos Anexos I e II desta Resolução, referentes aos montantes de energia e demanda de potência, a serem considerados nos contratos iniciais dos concessionários das Regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Art. 2º Substituir os Anexos III e IV da Resolução ANEEL nº 450/98 pelos Anexos III e IV desta Resolução, que tratam dos montantes de energia e demanda de potência, referentes as gerações próprias dos concessionários das regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Art. 3º Substituir o Anexo V da Resolução ANEEL nº 450/98 pelo Anexo V desta Resolução, referente aos valores de demanda de potência a serem considerados no cálculo da tarifa de transmissão.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

ANEXO I ENERGIAS CONTRATADAS (MW médio)

VENDEDORA	COMPRADORA	1.999	2.000	2.001
CEMIG	LIGHT	103	0	0
FURNAS	CERJ	699	723	774
	CEB	294	313	339
	CELG	166	200	229
	ESCELSA	440	448	508
	CEMAT	251	284	222
	CELTINS	8	11	8
	CPFL	554	611	636
	EBE	622	673	651
	METROPOLITANA	970	1.050	1.017
	LIGHT	1.602	1.582	1.499
	CEMIG	0	124	266
	CATAGUAZES	48	45	17
CDSA	CELG	423	423	423
EMAE	EBE	164	164	164
	METROPOLITANA	257	256	256
ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	CERJ	93	158	164
	CEB	39	69	75
	CELG	22	35	44

	ESCELSA	58	98	108
	CEMAT	15	0	0
	CELTINS	12		2
	CPFL	73	133	135
	EBE	83	147	138
	METROPOLITANA	129	229	215
	LIGHT	213	346	318
	CEMIG	0	27	58
	CATAGUAZES	10	16	10
ELETRONORTE	FURNAS	540	21	0
FURNAS	ELETRONORTE	0	0	297
CESP	CPFL	634	678	781
	EBE	710	747	798
	METROPOLITANA	1.109	1.166	1.248
	ELEKTRO	568	615	678
GERAÇÃO PARANAPANEMA	CPFL	193	194	205
	EBE	216	214	209
	METROPOLITANA	339	334	326
	ELEKTRO	173	176	177
	CAIUA	65	61	65
	SANTA CRUZ	43	47	51
	PARANAPANEMA	39	48	41
GERAÇÃO TIETÊ	CPFL	249	252	264
	EBE	279	277	270
	METROPOLITANA	436	433	421
	ELEKTRO	223	229	229
	BRAGANTINA	50	48	52
	NACIONAL	30	29	32

ANEXO II
DEMANDAS CONTRATADAS (MWh/h)

Vendedora	Compradora			
GERAÇÃO TIETÊ	BRAGANTINA	1.999	2.000	2.001
	JAN	74	69	76
	FEV	74	69	77
	MAR	77	72	80
	ABR	79	74	82
	MAI	80	74	82
	JUN	77	71	79
	JUL	80	74	82
	AGO	79	74	82
	SET	79	74	82
	OUT	78	73	80
	NOV	74	70	76
	DEZ	73	75	81
GERAÇÃO PARANAPANEMA	CAIUA	1.999	2.000	2.001

	JAN	104	108	114
	FEV	104	107	113
	MAR	125	129	136
	ABR	128	132	139
	MAI	130	134	141
	JUN	132	137	144
	JUL	134	139	146
	AGO	136	140	148
	SET	132	137	144
	OUT	124	128	132
	NOV	111	115	118
	DEZ	106	116	120
GERAÇÃO PARANAPANEMA	SANTA CRUZ	1.999	2.000	2.001
	JAN	76	83	91
	FEV	90	98	107
	MAR	98	106	116
	ABR	100	108	118
	MAI	100	109	118
	JUN	101	109	119
	JUL	101	110	120
	AGO	93	101	110
	SET	93	101	110
	OUT	75	81	88
	NOV	71	78	83
	DEZ	67	74	79
GERAÇÃO PARANAPANEMA	V. PARANAPANEMA	1.999	2.000	2.001
	JAN	85	78	85
	FEV	97	91	98
	MAR	112	107	115
	ABR	118	114	122
	MAI	120	116	124
	JUN	120	115	123
	JUL	121	116	125
	AGO	123	118	126
	SET	120	115	124
	OUT	111	106	112
	NOV	91	85	90
	DEZ	90	90	95
GERAÇÃO TIETÊ	NACIONAL	1.999	2.000	2.001
	JAN	52	45	49
	FEV	51	45	48
	MAR	59	52	56
	ABR	61	54	58
	MAI	64	56	60
	JUN	67	59	64
	JUL	70	62	66
	AGO	71	63	67
	SET	72	64	68
	OUT	69	61	64
	NOV	59	52	55

	DEZ	53	53	55
CESP	CPFL	1999	2000	2001
	JAN	970	972	1055
	FEV	1098	1111	1189
	MAR	1097	1092	1193
	ABR	1231	1165	1374
	MAI	1213	1162	1346
	JUN	1236	1209	1393
	JUL	1307	1230	1465
	AGO	1317	1194	1412
	SET	1266	1184	1361
	OUT	1239	1242	1447
	NOV	1091	1075	1211
	DEZ	1008	1060	1163
CESP	EBE	1999	2000	2001
	JAN	979	1007	1020
	FEV	1022	1055	1050
	MAR	1038	1057	1072
	ABR	1092	1080	1179
	MAI	1102	1083	1168
	JUN	1112	1111	1194
	JUL	1136	1111	1217
	AGO	1157	1090	1204
	SET	1131	1091	1167
	OUT	1113	1123	1236
	NOV	1047	1052	1130
	DEZ	1004	1074	1125
CESP	METROPOLITANA	1999	2000	2001
	JAN	1528	1571	1595
	FEV	1594	1646	1642
	MAR	1620	1649	1676
	ABR	1705	1686	1844
	MAI	1720	1690	1826
	JUN	1735	1733	1867
	JUL	1773	1734	1903
	AGO	1809	1701	1883
	SET	1770	1702	1825
	OUT	1741	1752	1932
	NOV	1633	1642	1767
	DEZ	1567	1675	1759
CESP	ELEKTRO	1999	2000	2001
	JAN	927	1012	1108
	FEV	901	985	1080
	MAR	880	962	1055
	ABR	912	995	1092
	MAI	959	1044	1145
	JUN	943	1027	1126
	JUL	984	1069	1172
	AGO	974	1058	1160
	SET	977	1031	1129
	OUT	1004	1059	1143

	NOV	1041	1098	1184
	DEZ	966	1020	1100
GERAÇÃO PARANAPANEMA	CPFL	1999	2000	2001
	JAN	295	278	277
	FEV	334	318	312
	MAR	334	313	313
	ABR	375	333	361
	MAI	369	332	353
	JUN	376	346	366
	JUL	398	352	384
	AGO	401	342	371
	SET	385	339	357
	OUT	377	356	380
	NOV	332	308	318
	DEZ	307	303	305
GERAÇÃO PARANAPANEMA	EBE	1999	2000	2001
	JAN	298	288	267
	FEV	311	302	275
	MAR	316	303	281
	ABR	332	309	309
	MAI	335	310	306
	JUN	338	318	313
	JUL	346	318	319
	AGO	352	312	315
	SET	344	313	306
	OUT	339	322	324
	NOV	318	302	296
	DEZ	305	308	295
GERAÇÃO PARANAPANEMA	METROPOLITANA	1999	2000	2001
	JAN	467	450	417
	FEV	487	471	429
	MAR	495	472	438
	ABR	521	483	482
	MAI	526	484	477
	JUN	530	496	488
	JUL	542	497	497
	AGO	553	487	492
	SET	541	488	477
	OUT	532	502	505
	NOV	499	470	462
	DEZ	479	480	460
GERAÇÃO PARANAPANEMA	ELEKTRO	1999	2000	2001
	JAN	282	290	289
	FEV	274	282	282
	MAR	268	275	275
	ABR	278	285	285
	MAI	292	299	299
	JUN	287	294	294

	JUL	300	306	306
	AGO	297	303	303
	SET	298	295	295
	OUT	306	303	298
	NOV	317	314	309
	DEZ	294	292	287
GERAÇÃO TIETÊ	CPFL	1999	2000	2001
	JAN	381	361	357
	FEV	431	413	402
	MAR	431	406	403
	ABR	484	433	465
	MAI	476	432	455
	JUN	485	449	471
	JUL	513	457	495
	AGO	517	444	477
	SET	497	440	460
	OUT	487	462	489
	NOV	428	400	409
	DEZ	396	394	393
GERAÇÃO TIETÊ	EBE	1999	2000	2001
	JAN	385	373	345
	FEV	401	391	355
	MAR	408	392	363
	ABR	429	401	399
	MAI	433	402	395
	JUN	437	412	404
	JUL	447	412	412
	AGO	454	404	407
	SET	445	405	395
	OUT	437	416	418
	NOV	411	390	382
	DEZ	395	398	381
GERAÇÃO TIETÊ	METROPOLITANA	1999	2000	2001
	JAN	601	583	538
	FEV	627	611	554
	MAR	637	613	566
	ABR	670	626	622
	MAI	676	628	616
	JUN	682	644	630
	JUL	697	644	642
	AGO	711	632	635
	SET	696	632	616
	OUT	685	651	652
	NOV	642	610	596
	DEZ	616	622	593
GERAÇÃO TIETÊ	ELEKTRO	1999	2000	2001
	JAN	364	377	374
	FEV	354	367	365
	MAR	346	358	356
	ABR	358	371	369
	MAI	377	389	387

	JUN	370	382	380
	JUL	386	398	396
	AGO	382	394	392
	SET	384	384	381
	OUT	394	394	386
	NOV	409	409	400
	DEZ	379	380	372
CEMIG	LIGHT	1.999	2.000	2.001
	JAN	301	96	0
	FEV	330	113	0
	MAR	392	111	0
	ABR	541	109	0
	MAI	515	0	0
	JUN	462	85	0
	JUL	552	20	0
	AGO	711	0	0
	SET	720	0	0
	OUT	763	282	0
	NOV	354	0	0
	DEZ	172	0	0
EMAE	EBE	1.999	2.000	2.001
	JAN	438	417	419
	FEV	450	394	419
	MAR	426	394	419
	ABR	448	391	419
	MAI	448	438	488
	JUN	448	461	474
	JUL	450	475	474
	AGO	424	475	474
	SET	393	442	440
	OUT	393	441	440
	NOV	393	454	414
	DEZ	393	454	454
EMAE	METROPOLITANA	1.999	2.000	2.001
	JAN	685	652	656
	FEV	704	616	655
	MAR	667	616	655
	ABR	701	612	655
	MAI	701	684	764
	JUN	701	721	741
	JUL	703	743	741
	AGO	664	743	741
	SET	615	691	688
	OUT	615	690	688
	NOV	615	710	648
	DEZ	615	710	711
FURNAS	CERJ	1.999	2.000	2.001
	JAN	1.163	1.067	1.123
	FEV	1.189	1.098	1.157
	MAR	1.187	1.097	1.157
	ABR	1.203	1.118	1.172

	MAI	1.185	1.104	1.160
	JUN	1.188	1.184	1.246
	JUL	1.208	1.208	1.270
	AGO	1.201	1.124	1.182
	SET	1.160	1.128	1.187
	OUT	1.133	1.292	1.337
	NOV	1.096	1.123	1.163
	DEZ	1.043	1.127	1.165
FURNAS	CEB	1.999	2.000	2.001
	JAN	446	421	450
	FEV	510	482	513
	MAR	517	488	522
	ABR	541	511	543
	MAI	556	521	551
	JUN	556	557	591
	JUL	555	559	589
	AGO	556	523	554
	SET	546	531	565
	OUT	530	604	632
	NOV	479	492	515
	DEZ	451	489	512
FURNAS	CELG	1.999	2.000	2.001
	JAN	280	291	330
	FEV	373	386	419
	MAR	405	417	449
	ABR	423	431	479
	MAI	485	519	575
	JUN	509	543	593
	JUL	485	515	567
	AGO	568	575	650
	SET	572	504	552
	OUT	559	639	676
	NOV	406	438	471
	DEZ	341	411	434
FURNAS	ESCELSA	1.999	2.000	2.001
	JAN	593	540	610
	FEV	583	538	610
	MAR	659	571	645
	ABR	639	591	663
	MAI	641	592	665
	JUN	658	649	728
	JUL	694	657	735
	AGO	690	649	724
	SET	674	624	700
	OUT	624	677	742
	NOV	562	586	643
	DEZ	539	588	647
FURNAS	CEMAT	1.999	2.000	2.001
	JAN	308	379	230
	FEV	351	424	276
	MAR	369	446	301

	ABR	377	444	311
	MAI	370	439	306
	JUN	381	422	287
	JUL	397	405	297
	AGO	403	402	306
	SET	417	387	334
	OUT	417	391	334
	NOV	381	357	292
	DEZ	356	354	281
FURNAS	CELTINS	1.999	2.000	2.001
	JAN	23	21	22
	FEV	23	21	22
	MAR	24	22	24
	ABR	24	23	25
	MAI	23	21	23
	JUN	25	25	27
	JUL	24	24	26
	AGO	25	23	25
	SET	26	25	27
	OUT	25	28	30
	NOV	25	25	27
	DEZ	22	24	25
FURNAS	CPFL	1.999	2.000	2.001
	JAN	603	682	808
	FEV	646	721	881
	MAR	651	755	881
	ABR	604	824	779
	MAI	687	889	887
	JUN	697	925	934
	JUL	626	938	870
	AGO	594	921	868
	SET	600	892	911
	OUT	558	864	785
	NOV	650	865	874
	DEZ	675	796	854
FURNAS	EBE	1.999	2.000	2.001
	JAN	696	762	820
	FEV	706	768	852
	MAR	730	818	870
	ABR	667	869	759
	MAI	761	941	870
	JUN	765	975	909
	JUL	685	977	838
	AGO	661	963	843
	SET	669	940	887
	OUT	627	927	779
	NOV	741	947	888
	DEZ	768	896	883
FURNAS	METROPOLITANA	1.999	2.000	2.001
	JAN	1.086	1.190	1.281
	FEV	1.102	1.198	1.330

	MAR	1.139	1.276	1.359
	ABR	1.041	1.356	1.184
	MAI	1.187	1.468	1.358
	JUN	1.194	1.522	1.418
	JUL	1.069	1.525	1.308
	AGO	1.031	1.503	1.317
	SET	1.043	1.467	1.385
	OUT	978	1.447	1.215
	NOV	1.156	1.479	1.386
	DEZ	1.199	1.398	1.378
FURNAS	LIGHT	1.999	2.000	2.001
	JAN	2.347	2.176	2.151
	FEV	2.415	2.255	2.244
	MAR	2.312	2.226	2.214
	ABR	2.152	2.284	2.234
	MAI	2.156	2.288	2.088
	JUN	2.160	2.271	2.204
	JUL	2.046	2.304	2.156
	AGO	1.894	2.225	2.092
	SET	1.905	2.300	2.155
	OUT	1.663	2.185	2.228
	NOV	2.030	2.191	2.003
	DEZ	2.107	2.265	2.059
FURNAS	CEMIG	1.999	2.000	2.001
	JAN	0	0	299
	FEV	0	0	319
	MAR	0	0	318
	ABR	0	0	118
	MAI	0	61	198
	JUN	0	0	180
	JUL	0	0	123
	AGO	0	108	131
	SET	0	54	236
	OUT	0	0	0
	NOV	0	152	281
	DEZ	0	83	279
FURNAS	CATAGUAZES	1.999	2.000	2.001
	JAN	121	103	73
	FEV	121	104	74
	MAR	116	104	74
	ABR	115	105	74
	MAI	116	107	74
	JUN	116	103	85
	JUL	122	110	93
	AGO	122	102	86
	SET	116	101	87
	OUT	110	119	100
	NOV	108	101	84
	DEZ	102	100	84
CDSA	CELG	1.999	2.000	2.001
	JAN	620	620	620

	FEV	620	620	620
	MAR	620	620	620
	ABR	620	620	620
	MAI	620	568	568
	JUN	620	620	620
	JUL	620	620	620
	AGO	568	540	524
	SET	540	620	620
	OUT	520	520	520
	NOV	620	620	620
	DEZ	620	620	620
ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	CERJ	1999	2000	2001
	JAN	79	246	250
	FEV	78	241	243
	MAR	77	239	240
	ABR	76	236	242
	MAI	75	228	237
	JUN	75	152	154
	JUL	76	153	158
	AGO	75	228	238
	SET	123	231	236
	OUT	158	71	75
	NOV	193	238	244
	DEZ	250	238	244
ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	CEB	1999	2000	2001
	JAN	31	98	103
	FEV	33	104	111
	MAR	33	106	111
	ABR	33	107	115
	MAI	34	107	115
	JUN	34	71	74
	JUL	34	70	75
	AGO	34	106	114
	SET	56	108	115
	OUT	71	33	36
	NOV	84	104	111
	DEZ	108	103	110
ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	CELG	1999	2000	2001
	JAN	18	57	68
	FEV	19	61	83
	MAR	19	64	89
	ABR	19	68	78
	MAI	20	94	100
	JUN	21	47	58
	JUL	20	48	56
	AGO	20	99	102
	SET	33	83	97
	OUT	41	20	28
	NOV	56	80	89
	DEZ	79	64	82

ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	ESCELSA	1999	2000	2001
	JAN	42	128	135
	FEV	41	122	128
	MAR	43	127	134
	ABR	41	126	140
	MAI	42	123	137
	JUN	42	83	90
	JUL	42	84	93
	AGO	42	131	144
	SET	69	128	140
	OUT	85	38	43
	NOV	103	124	136
	DEZ	130	126	137
ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	CEMAT	1999	2000	2001
	JAN	12	0	0
	FEV	12	0	0
	MAR	12	0	0
	ABR	12	0	0
	MAI	12	0	0
	JUN	12	0	0
	JUL	12	0	0
	AGO	12	0	0
	SET	21	0	0
	OUT	27	0	0
	NOV	35	0	0
	DEZ	52	0	0
ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	CELTINS	1999	2000	2001
	JAN	1	5	5
	FEV	1	4	5
	MAR	1	5	5
	ABR	1	5	4
	MAI	1	4	4
	JUN	1	3	3
	JUL	1	3	3
	AGO	1	5	4
	SET	3	5	5
	OUT	3	2	1
	NOV	4	5	5
	DEZ	5	5	5
ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	CPFL	1999	2000	2001
	JAN	57	183	180
	FEV	60	191	185
	MAR	59	189	183
	ABR	61	193	198
	MAI	62	190	197
	JUN	63	130	131
	JUL	63	131	133
	AGO	63	191	200

	SET	101	192	194
	OUT	127	59	60
	NOV	144	183	189
	DEZ	170	184	185
ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	EBE	1999	2000	2001
	JAN	63	200	182
	FEV	63	200	179
	MAR	64	202	180
	ABR	65	202	191
	MAI	66	201	192
	JUN	67	136	127
	JUL	66	135	127
	AGO	66	200	193
	SET	107	201	188
	OUT	136	62	58
	NOV	160	201	192
	DEZ	192	204	191
ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	METROPOLITANA	1999	2000	2001
	JAN	99	313	284
	FEV	98	311	279
	MAR	99	315	282
	ABR	101	315	299
	MAI	104	313	300
	JUN	104	212	198
	JUL	104	211	199
	AGO	104	312	302
	SET	167	314	294
	OUT	212	97	91
	NOV	249	313	299
	DEZ	300	319	298
ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	LIGHT	1999	2000	2001
	JAN	172	514	478
	FEV	170	509	472
	MAR	167	500	460
	ABR	163	493	458
	MAI	158	472	429
	JUN	156	298	276
	JUL	154	296	275
	AGO	155	452	424
	SET	259	473	431
	OUT	321	139	130
	NOV	400	464	424
	DEZ	508	484	436
ELETROBRAS - ELETRONUCLEAR	CEMIG	1999	2000	2001
	JAN	0	0	68
	FEV	0	0	69
	MAR	0	0	68
	ABR	0	0	27

	MAI	0	13	42
	JUN	0	0	24
	JUL	0	0	17
	AGO	0	22	28
	SET	0	11	49
	OUT	0	0	0
	NOV	0	32	61
	DEZ	0	18	61
ELETRONUCLEAR	CATAGUAZES	1999	2000	2001
	JAN	11	31	23
	FEV	11	30	22
	MAR	10	29	22
	ABR	11	29	22
	MAI	10	28	22
	JUN	10	17	15
	JUL	11	18	16
	AGO	11	26	24
	SET	18	27	23
	OUT	23	9	8
	NOV	26	27	24
	DEZ	32	28	24

ANEXO III
ENERGIAS DE GERAÇÃO PRÓPRIA (MW médio)

CONCESSIONÁRIA		1.999	2.000	2.001
	CESP	288	305	305
	CEMIG	3.289	3.378	3.377
	ESCELSA	123	130	131
	CPFL	80	80	80
	LIGHT	488	493	518

ANEXO IV
DEMANDAS DE POTÊNCIA DE GERAÇÃO PRÓPRIA (MWh/h)

CESP		1999	2000	2001
	JAN	339	349	361
	FEV	347	356	370
	MAR	356	367	381
	ABR	379	390	404
	MAI	395	406	420
	JUN	388	399	413
	JUL	416	426	545
	AGO	400	411	425
	SET	402	412	426
	OUT	393	404	414
	NOV	382	392	402
	DEZ	363	373	384
CEMIG		1999	2000	2001
	JAN	3.722	3.931	3.766
	FEV	4.021	4.247	4.080
	MAR	3.932	4.198	4.029

	ABR	4.144	4.417	4.497
	MAI	4.272	4.520	4.559
	JUN	4.428	4.762	4.767
	JUL	4.523	4.880	4.954
	AGO	4.459	4.684	4.841
	SET	4.312	4.597	4.566
	OUT	4.077	4.417	4.487
	NOV	4.023	4.173	4.082
	DEZ	3.882	4.107	3.923
ESCELSA		1999	2000	2001
	JAN	163	177	181
	FEV	163	176	180
	MAR	163	176	180
	ABR	163	180	180
	MAI	163	180	180
	JUN	149	166	166
	JUL	131	180	180
	AGO	135	139	139
	SET	135	180	180
	OUT	135	180	180
	NOV	173	180	180
	DEZ	173	180	180
CPFL		1999	2000	2001
	JAN	139	139	139
	FEV	139	139	139
	MAR	131	131	131
	ABR	139	139	139
	MAI	139	139	139
	JUN	139	139	139
	JUL	139	139	139
	AGO	139	139	139
	SET	139	139	139
	OUT	135	135	135
	NOV	117	117	117
	DEZ	133	133	133
LIGHT		1999	2000	2001
	JAN	769	800	828
	FEV	770	800	828
	MAR	770	800	828
	ABR	765	751	797
	MAI	623	683	776
	JUN	623	733	776
	JUL	623	733	789
	AGO	671	732	761
	SET	671	772	828
	OUT	671	786	823
	NOV	716	813	828
	DEZ	792	813	856

ANEXO V

Valores de demanda de potência de que trata o parágrafo 1º do art. 8º da Resolução ANEEL nº 248, de 07.08.1998
Média das demandas máximas mensais (MW)

	1999	2000	2001
CERJ	1.616	1.686	1.746
CEB	734	772	809
CELG	1.308	1.363	1.420
ESCELSA	1.089	1.135	1.218
CEMAT	506	512	406
CELTINS	31	33	34
CPFL	3.624	3.809	4.028
BRAGANTINA	96	91	99
CAIUA	159	164	170
SANTA CRUZ	110	118	126
PARANAPANEMA	139	134	141
NACIONAL	80	72	76
EBE	4.060	4.205	4.195
METROPOL	6.350	6.578	6.562
CESP	432	443	465
ELEKTRO	2.054	2.130	2.223
LIGHT	4.667	4.645	4.499
CEMIG	5.824	6.117	6.302
CATAGUAZES	158	157	130
FURNAS	9	9	9

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 80 , DE 20 DE ABRIL DE 1999

Estabelece as tarifas das Concessionárias Companhia Energética de São Paulo - CESP, Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê, Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema para os contratos iniciais de compra e venda de energia com as distribuidoras do Estado de São Paulo.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com Deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no § 1º do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e nos arts. 26 e 27 do Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1.998, e considerando:

as disposições contidas nas Resoluções ANEEL nº 244, de 31 de julho de 1998, nº 248, de 7 de agosto de 1998 e nº 450, de 29 de dezembro de 1998;

os valores de receita permitida para os concessionários de transmissão e a tarifa de uso da transmissão relativa à Rede Básica, estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 067, de 20 de abril de 1999;

a necessidade de preservar o equilíbrio econômico-financeiro dos concessionários, bem assim a modicidade das tarifas ao consumidor na substituição dos contratos de suprimento pelos contratos iniciais de compra e venda de energia, contratos de conexão e contratos de uso da transmissão, resolve:

Art. 1º Fixar as tarifas de compra e venda de energia elétrica, a serem consideradas nos contratos iniciais a serem celebrados entre os concessionários de energia elétrica, constantes do Anexo a esta Resolução.

Art. 2º As tarifas de que trata o art. 1º serão aplicadas a partir da assinatura dos contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

ANEXO Tarifas dos Contratos Iniciais

Vendedora	Compradora	Tarifa de Demanda [R\$/KW]	Tarifa de Energia [R\$/MWh]
CESP			
	CPFL	2,43	31,43
	EBE	2,47	32,05
	METROPOLITANA	2,46	31,82
	ELEKTRO	1,70	21,97
Geração Paranapanema	CPFL	2,43	31,43
	EBE	2,47	32,05
	METROPOLITANA	2,46	31,82
	ELEKTRO	1,70	21,97
	CAIUA	1,13	14,68
	STA. CRUZ	1,42	18,38
	PARANAPANEMA	1,25	16,17
Geração Tietê	CPFL	2,43	31,43
	EBE	2,47	32,05
	METROPOLITANA	2,46	31,82
	ELEKTRO	1,70	21,97
	BRAGANTINA	1,54	19,90
	NACIONAL	0,89	11,58

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 112, DE 18 DE MAIO DE 1999.

Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com Deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos incisos IV e XXXI do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 6º, no inciso I do art. 7º, no art. 8º e no § 3º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com nova redação dada pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, no inciso I do art. 4º e no art. 5º do Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, no art. 4º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e considerando:

a necessidade de atualizar os procedimentos contidos nas Normas DNAEE nºs 10 a 13 para Apresentação e Aprovação de Estudos e Projetos de Usinas Termelétricas, aprovadas pela Portaria DNAEE nº 187, de 21 de outubro de 1988, e de estabelecer procedimentos para as centrais geradoras eólicas e de outras fontes alternativas de energia, no que se refere a solicitação de Registro ou Autorização para a sua implantação ou ampliação;

as mudanças estruturais e institucionais do setor de energia elétrica brasileiro, resolve:

DO OBJETO

Art. 1º Estabelecer os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

DA APLICAÇÃO

Art. 2º O disposto nesta Resolução aplica-se a:

I – pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio interessadas em produzir energia elétrica destinada à comercialização sob forma de produção independente;

II – pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio interessadas em produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo;

III – registro de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, de potência até 5.000 kW, destinadas à execução de serviço público; e

IV – ampliação e repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia destinadas à execução de serviço público.

Parágrafo único. As centrais geradoras referidas nesta Resolução não compreendem aquelas cuja fonte de energia primária seja hidráulica.

DO REGISTRO

Art. 3º O Registro de implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, com potência igual ou inferior a 5.000 kW, deverá ser solicitado à ANEEL mediante requerimento, acompanhado de Ficha Técnica preenchida, na forma dos modelos anexos, conforme o caso.

DOS ESTUDOS DE VIABILIDADE

Art. 4º A realização de estudos de viabilidade de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia não necessita de prévia autorização. Entretanto, facultativamente, a mesma poderá ser solicitada à ANEEL, mediante requerimento contendo dados e informações a seguir indicados, não gerando, porém, direito de preferência, exclusividade ou garantia de obtenção da Autorização para implantação da respectiva central geradora:

I - nome ou razão social, número de inscrição no Cadastro de Pessoas Físicas – CPF ou número do registro no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas – CNPJ do Ministério da Fazenda – MF, endereço da empresa ou empreendedor e o nome do representante legal da empresa;

II - denominação, potência e localização da central geradora, com indicação do Município e do Estado da Federação;

III - características técnicas gerais da central geradora;

IV - finalidade a que se destina a energia elétrica;

V - finalidades previstas além de geração de energia elétrica;

VI - combustíveis previstos; e

VII - prazo previsto para conclusão dos estudos e projetos.

DA AUTORIZAÇÃO

Art. 5º A Autorização para implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, com potência superior a 5.000 kW, deverá ser solicitada à ANEEL, mediante requerimento, acompanhado de relatório contendo os seguintes requisitos:

I - Requisitos Legais :

a) nome ou razão social, número de inscrição no Cadastro de Pessoas Físicas – CPF ou número do registro no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas – CNPJ do Ministério da Fazenda – MF, endereço da empresa ou empreendedor e o nome do representante legal da empresa;

b) contrato ou estatuto social da empresa, com indicação da composição acionária;

c) denominação e localização da central geradora, com indicação do Município e do Estado da Federação;

d) prova de propriedade da área ou do direito de dispor livremente do terreno, onde será implantada a central geradora ;

e) acordo de fornecimento comprovando, quando for o caso, a disponibilidade do combustível a ser utilizado; e

f) certificados de regularidade perante a Seguridade Social e o FGTS, e certidões de regularidade para com as Fazendas Federal, Estadual e Municipal do domicílio ou sede do interessado.

II - Requisitos Técnicos :

a) arranjo geral e memorial descritivo da central geradora, contendo suas características técnicas principais, incluindo a respectiva subestação e as demais instalações de conexão ao sistema de transmissão, à rede de distribuição e/ou diretamente a outros consumidores;

b) finalidade a que se destina a energia elétrica;

c) finalidades previstas além da geração de energia elétrica;

d) estudo comprovando a disponibilidade dos combustíveis previstos;

e) fluxograma simplificado do processo;

f) diagrama elétrico unifilar geral;

g) balanço térmico da planta para as condições de operação com cem, setenta e cinco e cinquenta por cento de carga, onde aplicável;

h) fluxograma do sistema de resfriamento da central geradora, contendo vazões e temperaturas, onde aplicável;

i) ficha técnica preenchida na forma dos modelos anexos, conforme o caso; e

j) cronograma geral de implantação da central geradora destacando as datas de elaboração do projeto básico, elaboração do projeto executivo, obtenção das licenças ambientais, início da construção, implementação da subestação e respectivo sistema de transmissão associado, conclusão da montagem eletromecânica, comissionamentos e início da operação comercial de cada unidade geradora.

Art. 6º A não apresentação de qualquer dos dados, informações e documentos, referidos nos arts. 3º, 4º e 5º desta Resolução, acarretará a sustação do respectivo requerimento até o integral cumprimento de todas as exigências.

Art. 7º A ANEEL examinará o histórico do interessado, quanto ao comportamento e penalidades acaso imputadas, no desenvolvimento de outros processos de autorização e concessão dos serviços de energia elétrica.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 8º Toda documentação a ser apresentada deverá estar no idioma português.

Art. 9º Os desenhos, mapas, plantas e gráficos deverão ser numerados e apresentados obedecendo às correspondentes normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, em escalas gráficas, de tal forma que se permita identificar claramente os seus elementos, em todas as folhas, abrangendo a

identificação e o local do empreendimento, sua área de influência e outros detalhes imprescindíveis à sua localização e inserção na região.

Art. 10. Toda documentação técnica a ser apresentada deverá ser assinada pelo Engenheiro Responsável Técnico (RT), não sendo aceitas cópias de assinaturas.

§ 1º A Autorizada será responsável pelas Anotações de Responsabilidade Técnica (ART's) do empreendimento perante o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia – CREA.

§ 2º Para cada responsável Técnico (RT), deverá ser indicada a região e o número de seu registro no respectivo Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia - CREA.

Art. 11. Toda documentação técnica a ser apresentada, conforme listado nos arts. 4º e 5º desta Resolução, poderá também ser apresentada, em igual teor, em meio digital, em CD – ROM, informando o software utilizado.

Art. 12. Quaisquer modificações dos dados apresentados na solicitação de Registro ou Autorização, que impliquem alterações significativas nas características do empreendimento, deverão ser informadas à ANEEL, imediatamente.

Art. 13. A ANEEL poderá solicitar outros dados e informações correlatos, ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise do requerimento de Autorização.

Art. 14. A Autorizada deverá submeter-se aos “Procedimentos de Rede”, elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e aprovados pela ANEEL, nos requisitos de planejamento, implantação, conexão, operação e de todas as responsabilidades relacionadas ao seu sistema de transmissão.

Parágrafo único. A Autorizada deverá, após o início de operação da central geradora, pagar os encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de acordo com a regulamentação específica.

Art. 15. A Autorizada deverá atender e cumprir a legislação relativa aos recursos hídricos, no que se refere à captação e lançamento de água de uso na central geradora.

Art. 16. Para fins de início das obras de implementação e início de operação a Autorizada deverá remeter à ANEEL, obrigatoriamente, previamente ao início da construção da central geradora bem assim de sua operação, cópia das Licenças de Instalação (LI) e de Operação (LO), respectivamente, emitidas pelo Órgão Licenciador Ambiental.

Art. 17. A Autorizada, além de atender ao disposto no art. 5º desta Resolução, deverá manter em seu arquivo, à disposição da ANEEL, os seguintes documentos:

I - Estudo de Impacto Ambiental (EIA), Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) ou estudo ambiental formalmente requerido pelo órgão ambiental conforme legislação específica de meio ambiente;

II - Projeto Básico; e

III - resultados dos ensaios de comissionamento.

Art. 18. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação, revogando-se a Portaria DNAEE nº 187, de 21 de outubro de 1988, e demais disposições em contrário.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

 ANEEL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	FICHA TÉCNICA CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS		SCG SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO
	ENDEREÇO: SGAN 603 - MÓDULO J - TEL.: (061) 312-5753 – FAX.: (061) 312-5777 - CEP. 70.830.030 - BRASILIA - DF		

1. IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:

DENOMINAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:			
PROPRIETÁRIO:			
ENDEREÇO DO PROPRIETÁRIO:			
DISTRITO:	MUNICÍPIO:	ESTADO:	
CNPJ/CPF:	TEL.: ()	FAX.: ()	E-mail:
FINALIDADE	PRODUTOR INDEPENDENTE... ☐	AUTOPRODUTOR... ☐	SERVIÇO PÚBLICO... ☐
SISTEMA	ISOLADO... ☐	INTERLIGADO... ☐	INTEGRADO... ☐

2. CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL DO EMPREENDIMENTO:

ENDEREÇO:		
MUNICÍPIO:		ESTADO:
TEL.: ()	FAX.: ()	E-mail:
COORDENADAS GEOGRÁFICAS	LATITUDE:	LONGITUDE:
ALTITUDE (m):	Temperatura Ambiente Média Anual (°C):	Umidade Relativa Média Anual (%):
VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO (m/s):	FATOR DE WEIBULL K:	FATOR DE WEIBULL c:
RUGOSIDADE MÉDIA DO TERRENO:	INTENSIDADE DE TURBULENCIA MÉDIA ANUAL:	
INTENSIDADE DE TURBULENCIA MÁXIMA:	MÁXIMA RAJADA DE VENTO LOCAL (m/s):	

3. CUSTOS ÍNDICES:

R\$/kW:	DATA BASE: / /	R\$/kWh:	DATA BASE: / /
----------------	-----------------------	-----------------	-----------------------

4. CENTRAL GERADORA EÓLICA:

FABRICANTE DAS TURBINAS:	TIPO:
NÚMERO DE TURBINAS:	POTÊNCIA INSTALADA TOTAL (kW):

TURBINAS EÓLICAS – ESPECIFICAÇÕES (1)

Turbina(s) Nº: 01 a	Potência nominal: (kW)	Potência de referência: (kW)	Máxima potência gerada: (kW) (média de 10 minutos)
Controle de Potência	Passo Fixo (STALL) ☐	Passo Variável (PITCH) ☐	Controle de escorregamento ☐
Velocidade de Vento (m/s)	Nominal:	Partida (CUT IN):	Máxima (CUT OUT):
Nível de Ruído na base da torre (Db):	Rotações de operação: (RPM)	Número de Pás:	Comprimento das pás (m):

TORRES – ESPECIFICAÇÕES (1)

Torres(s) Nº: 01 a	ALTURA (m):	Tipo treliçada ☐	Tipo cilíndrica ☐	Material:	Peso (kgf):
---------------------------	--------------------	--	---	------------------	--------------------

GERADORES – ESPECIFICAÇÕES (1)

GERADORE(S) NÚMERO	Potência Nominal Aparente (kVA)	Rotações de Operação (rpm)	Rotação / Potência	Tensão (kV)	Fator de potência	Classe de isolamento	Data de entrada em operação
01 a	Número máximo de chaveamentos/conexões do gerador em 2 horas durante a : 1. Entrada de operação do gerador/enrolamento no.1 na velocidade de vento de partida da turbina eólica (CUT IN): _____ 2. Entrada de operação do gerador/enrolamento no.2 na velocidade de vento de mudança de gerador/enrolamento: _____ (*) (*) para unidades com dois geradores/enrolamentos						

RESPONSÁVEL TÉCNICO:

NOME:

Nº DE REGISTRO NO CREA:

REGIÃO:

ASSINATURA:

LOCAL:

DATA:

- (1) – NÃO SENDO OS ESPAÇOS SUFICIENTES PARA ENTRADA DE TODOS OS DADOS (OU DADOS ESPECÍFICOS DE UM DETERMINADO EQUIPAMENTO), FAVOR AMPLIÁ-LOS ADEQUADAMENTE.
(Incluir linhas onde necessário)

 ANEEL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	FICHA TÉCNICA CENTRAIS GERADORAS FOTOVOLTAICAS	SCG SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO
ENDEREÇO: SGAN 603 - MODULO J - TEL.: (061) 312-5753 – FAX.: (061) 312-5777 - CEP. 70.830.030 - BRASÍLIA - DF		

1. IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:

DENOMINAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:			
PROPRIETÁRIO:			
ENDEREÇO DO PROPRIETÁRIO:			
DISTRITO:	MUNICÍPIO:	ESTADO:	
CNPJ/CPF:	TEL.: ()	FAX.: ()	E-mail:
FINALIDADE	PRODUTOR INDEPENDENTE...❏	AUTOPRODUTOR...❏	SERVIÇO PÚBLICO...❏
SISTEMA	ISOLADO.....❏	INTERLIGADO.....❏	NTEGRADO.....❏

2. LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:

ENDEREÇO:		
DISTRITO:	MUNICÍPIO:	ESTADO:
TEL.: ()	FAX.: ()	E-mail:
COORDENADAS GEOGRÁFICAS	LATITUDE:	LONGITUDE:
ALTITUDE (m):	Temperatura Ambiente Média Anual (°C):	Umidade Relativa Média Anual (%):

3. CUSTOS ÍNDICES: (NÃO INCLUIR SUBESTAÇÃO E RESPECTIVO SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADO)

RS/kW:	- DATA BASE: / /	RS/kWh: :	- DATA BASE: / /
--------	------------------	-----------	------------------

4. CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA:

POTÊNCIA INSTALADA TOTAL (kW):		NÚMERO DE ARRANJOS:			
ÁREA TOTAL DA CENTRAL GERADORA (m²):		FATOR DE CAPACIDADE:			
MÓDULOS DA CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA (1):					
ARRANJOS	N.º de Placas por Arranjo	Área do Arranjo (m²)	Potência de Pico (kW)	Energia Produzida (kWh/mês)	FABRICANTE
01					
02					
(1)					
Operação CC - Tensão de Operação (V):		Tensão de circuito Aberto (V):		Corrente de Curto Circuito (A):	
Potência do Inversor (kW):				Tensão do Inversor (V):	
RENDIMENTO (%):		Tensão de Conexão (kV):		DATA DE ENTRADA EM OPERAÇÃO (1) :	
REGIME OPERACIONAL:					

RESPONSÁVEL TÉCNICO:

NOME:	Nº DE REGISTRO NO CREA:	REGIÃO:
ASSINATURA:		
LOCAL:	DATA:	

(2) – NÃO SENDO OS ESPAÇOS SUFICIENTES PARA ENTRADA DE TODOS OS DADOS (OU DADOS ESPECÍFICOS DE UM DETERMINADO EQUIPAMENTO), FAVOR AMPLIÁ-LOS ADEQUADAMENTE. (Incluir linhas onde necessário)

 ANEEL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	FICHA TÉCNICA CENTRAIS GERADORAS TERMELÉTRICAS	SCG SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO
	ENDEREÇO: SGAN 603 - MÓDULO J - TEL.: (061) 312-5753 – FAX.: (061) 312-5777 - CEP. 70.830.030 - BRASÍLIA - DF	

1. IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:

DENOMINAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:			
PROPRIETÁRIO:			
ENDEREÇO DO PROPRIETÁRIO:			
DISTRITO:	MUNICÍPIO:	ESTADO:	
CNPJ/CPF:	TEL.: ()	FAX.: ()	E-mail:
FINALIDADE	PRODUTOR INDEPENDENTE... ☐	AUTOPRODUTOR... ☐	SERVIÇO PÚBLICO... ☐
SISTEMA	ISOLADO..... ☐	INTERLIGADO..... ☐	INTEGRADO..... ☐

2. LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:

ENDEREÇO:		
DISTRITO:	MUNICÍPIO:	ESTADO:
TEL.: ()	FAX.: ()	E-mail:
COORDENADAS GEOGRÁFICAS	LATITUDE:	LONGITUDE:
ALTITUDE (m):	Temperatura Ambiente Média Anual (°C):	Umidade Relativa Média Anual (%):

3. CUSTOS ÍNDICES: (NÃO INCLUIR SUBESTAÇÃO E RESPECTIVO SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADO)

R\$/kW:	DATA BASE: / /	R\$/kWh:	DATA BASE: / /
---------	----------------	----------	----------------

4. CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA:

Potência Instalada Total Bruta (kW):	Consumo Interno (kW):
Nº de Unidades Geradoras:	Fator de Disponibilidade:
Combustível Principal:	"Heat Rate" da Central Geradora (kJ/kWh) :
Combustíveis Alternativos:	Poder Calorífico Inferior - PCI (kJ/kg) – Combustível Principal :
Consumo de Combustível (kg/dia): ou (Nm³/dia) :	Densidade (kg/Nm³) ou (kg/m³) – Combustível Principal :

GERADORES ELÉTRICOS DA CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA (1):

GERADORES	Potência (kVA)	Tensão (kV)	Fator de Potência	Frequência (Hz)	Classe de Isolamento	Rotação (rpm)	Fabricante	Data Prevista de Entrada em Operação Comercial
01								
02								
(1)								

EQUIPAMENTO MOTRIZ DA CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA (1):

EQUIPAMENTO MOTRIZ	Tipo (2)	Potência (kW)	Rotação (rpm)	Fabricante	"Heat Rate" (base PCI) ☐ (kJ / kWh) ou Consumo Específico ☐ (-----/kWh)
01					
02					
(1)					

(2) TURBINA A VAPOR / MOTOR A PISTÃO / TURBINA A GAS INDUSTRIAL / TURBINA A GAS AERODERIVADA

CICLO TÉRMICO SIMPLES..... ☐	CICLO TÉRMICO COMBINADO..... ☐	COGERAÇÃO..... ☐
SISTEMA DE RESFRIAMENTO EM CICLO ABERTO..... ☐		SISTEMA DE RESFRIAMENTO EM CICLO FECHADO..... ☐
Vazão de água na captação(m³/s):		Vazão de água de "MAKE-UP" (m³/dia):
Temperatura da água (°C):		Temperatura da água (°C):

GERADORES DE VAPOR DA CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA (1):

GERADORES DE VAPOR	Tipo	Produção de Vapor (p/Energia Elétrica) (t/h)	Produção de Vapor (p/ Processo) (t/h)	Pressão de Vapor (bar)	Temperatura (°C)
01					
02					
(1)					

RESPONSÁVEL TÉCNICO:

NOME:

Nº DE REGISTRO NO CREA:

REGIÃO:

ASSINATURA:

LOCAL:

DATA:

- (3) NÃO SENDO OS ESPAÇOS SUFICIENTES PARA ENTRADA DE TODOS OS DADOS (OU DADOS ESPECÍFICOS DE UM DETERMINADO EQUIPAMENTO), FAVOR AMPLIÁ-LOS ADEQUADAMENTE. (Incluir linhas onde necessário)

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 116, DE 19 DE MAIO DE 1999.

Revoga o inciso IV do art. 76 da Portaria DNAEE nº 466, de 12 de novembro de 1997.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto no inciso IV do art. 10, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, e considerando que:

as atividades da ANEEL devem ser orientadas no sentido da prevenção de potenciais conflitos, por meio de ações que estabeleçam adequado relacionamento entre agentes do setor de energia elétrica e demais agentes da sociedade;

a ANEEL tem como objetivo, entre outros, o de estimular a melhoria do serviço prestado pelas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, zelando pela sua eficiência e qualidade, observando, no que couber, o disposto na legislação relacionada à proteção e defesa do consumidor, resolve:

Art. 1º Revogar o inciso IV do art. 76 da Portaria DNAEE nº 466, de 12 de novembro de 1997, integrante das condições gerais de fornecimento de energia elétrica.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 140, DE 9 DE JUNHO DE 1999.

Torna nulos os atos praticados com base na Medida Provisória nº 1.819, de 31 de março de 1999.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, e tendo em vista decisão do Supremo Tribunal Federal, que concedeu medida liminar na Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 2.005-6, de 30 de abril de 1999, suspendendo a eficácia da Medida Provisória nº 1.819, de 31 de março de 1999 e, considerando que a mesma não foi reeditada pelo Poder Executivo, resolve:

Art. 1º Declarar nulas as Resoluções ANEEL nºs. 67, de 16 de abril de 1999; 78, de 20 de abril de 1999; 79, de 20 de abril de 1999; 80, de 20 de abril de 1999; 81, de 27 de abril de 1999; 85, de 27 de abril de 1999; 86, de 27 de abril de 1999; 87, de 27 de abril de 1999; 89, de 28 de abril de 1999; 98, de 10 de maio de 1999; 101, de 10 de maio de 1999; 105, de 14 de maio de 1999; 119, de 20 de maio de 1999; 123, de 24 de maio de 1999, e 126, de 24 de maio de 1999.

Art. 2º Declarar nulos o art. 2º da Resolução nº 88, de 27 de abril de 1999; o art. 4º da Resolução nº 92, de 4 de maio de 1999; o art. 2º da Resolução nº 120, de 24 de maio de 1999; o art. 2º da Resolução nº 121, de 24 de maio de 1999; o art. 2º da Resolução nº 125, de 24 de maio de 1999 e o art. 2º da Resolução nº 127, de 25 de maio de 1999.

Art. 3º Os atos praticados com base nos dispositivos e resoluções de que tratam os arts. 1º e 2º são, em consequência, declarados nulos, permanecendo em plena vigência os atos normativos editados anteriormente à Medida Provisória nº 1.819, de 1999, operando seus efeitos no mundo jurídico.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 141, DE 09 DE JUNHO DE 1999

Altera os montantes de energia e demanda de potência, homologados pela Resolução ANEEL nº 450, de 29 de dezembro de 1998.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria e tendo em vista o disposto no inciso I do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e considerando:

a Resolução ANEEL nº 50, de 26 de março de 1999, que autoriza a CESP – Companhia Energética de São Paulo, a proceder a cisão de seu patrimônio para versão parcial às Empresas Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê e Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema ;

a necessidade de realizar ajustes nos valores de energia e demanda de potência constantes dos anexos da Resolução ANEEL nº 450, de 29 de dezembro de 1998, resolve:

Art. 1º Substituir os Anexos I e II da Resolução ANEEL nº 450/ 98, pelos Anexos I e II desta Resolução, referentes aos montantes de energia e demanda de potência, a serem considerados nos contratos iniciais dos concessionários das Regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Art. 2º Substituir os Anexos III e IV da Resolução ANEEL nº 450/98 pelos Anexos III e IV desta Resolução, que estabelecem os montantes de energia e demanda de potência, referentes às gerações próprias dos concessionários das regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Art. 3º Substituir o Anexo V da Resolução ANEEL nº 450/98 pelo Anexo V desta Resolução, referente aos valores de demanda de potência a serem considerados no faturamento do uso do sistema de transmissão da rede básica, durante os contratos iniciais.

Art. 4º Os montantes de energia e demanda de potência, constantes dos Anexos I e II desta Resolução, deverão ser considerados para fins de faturamento entre os concessionários, a partir da data de publicação desta Resolução.

Parágrafo único. Os montantes citados neste artigo, serão considerados nos contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica, que deverão ser celebrados pelos concessionários das regiões Sudeste e Centro-Oeste, até o dia 31 de julho de 1999.

Art. 5º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Anexo I à Resolução nº 141, de 9 de junho de 1999
ENERGIAS CONTRATADAS (MW médio)

VENDEDORA	COMPRADORA	1999	2000	2001
CEMIG	LIGHT	103	0	0
FURNAS	CERJ	792	881	938
	CEB	333	382	414
	CELG	188	235	273
	ESCELSA	498	546	616
	CEMAT	266	284	222
	CELTINS	9	13	10
	CPFL	627	744	771
	EBE	705	820	789
	METROPOLITANA	1099	1279	1232
	LIGHT	1815	1928	1817
	CEMIG	0	151	324
	CATAGUAZES	85	87	53
CDSA	CELG	423	423	423
EMAE	EBE	164	164	164
	METROPOLITANA	257	256	256
ELETRONORTE	FURNAS	540	21	0
FURNAS	ELETRONORTE	0	0	297
CESP	CPFL	632	677	781
	EBE	708	746	797
	METROPOLITANA	1.107	1.165	1.246
	ELEKTRO	566	615	677
GERAÇÃO PARANAPANEMA	CPFL	195	195	205
	EBE	218	215	210
	METROPOLITANA	341	335	328
	ELEKTRO	175	176	178
	CAIUA	94	90	94
	SANTA CRUZ	60	64	68
	PARANAPANEMA	63	72	64
GERAÇÃO TIETÊ	CPFL	249	252	264
	EBE	279	277	270
	METROPOLITANA	436	433	421
	ELEKTRO	223	229	229
	BRAGANTINA	65	63	67
	NACIONAL	44	42	45

Anexo II à Resolução nº 141, de 9 de junho de 1999
DEMANDAS CONTRATADAS (MWh/h)

Vendedora	Compradora	1999	2000	2001
GERAÇÃO TIETÊ	BRAGANTINA			
	JAN	93	88	95
	FEV	93	87	95
	MAR	96	91	98
	ABR	98	92	100
	MAI	98	93	101
	JUN	95	90	98
	JUL	98	93	101
	AGO	98	93	100
	SET	98	93	100
	OUT	97	91	99
	NOV	93	88	95
	DEZ	92	93	101
GERAÇÃO PARANAPANEMA	CAIUA	1999	2000	2001
	JAN	141	145	150
	FEV	141	144	150
	MAR	162	166	172
	ABR	165	169	176
	MAI	167	171	178
	JUN	170	173	180
	JUL	172	176	182
	AGO	173	177	184
	SET	170	173	180
	OUT	161	165	171
	NOV	148	151	157
	DEZ	143	153	159
GERAÇÃO PARANAPANEMA	SANTA CRUZ	1999	2000	2001
	JAN	98	108	113
	FEV	111	107	112
	MAR	119	120	125
	ABR	121	125	131
	MAI	122	127	132
	JUN	126	129	135
	JUL	131	136	142
	AGO	127	137	143
	SET	131	137	142
	OUT	126	131	137
	NOV	117	122	127
	DEZ	116	122	127
GERAÇÃO PARANAPANEMA	V. Paranapanema	1999	2000	2001
	JAN	115	108	114
	FEV	127	120	127
	MAR	142	136	144
	ABR	148	143	151
	MAI	150	145	153
	JUN	150	145	153
	JUL	151	146	154
	AGO	153	148	156
	SET	150	145	153
	OUT	141	136	143
	NOV	122	115	122
	DEZ	120	120	127
GERAÇÃO TIETÊ	NACIONAL	1999	2000	2001

	JAN	69	62	65
	FEV	68	61	65
	MAR	76	69	73
	ABR	79	71	75
	MAI	81	73	77
	JUN	84	76	80
	JUL	87	79	83
	AGO	88	80	84
	SET	89	80	85
	OUT	86	77	82
	NOV	76	69	72
	DEZ	71	69	73
CESP	CPFL	1999	2000	2001
	JAN	949	947	1032
	FEV	1053	1029	1133
	MAR	1099	1027	1129
	ABR	1159	1088	1233
	MAI	1180	1072	1203
	JUN	1211	1058	1302
	JUL	1242	1144	1305
	AGO	1250	1134	1266
	SET	1196	1113	1257
	OUT	1162	1141	1351
	NOV	1045	1033	1149
	DEZ	979	1020	1123
CESP	EBE	1999	2000	2001
	JAN	968	993	1019
	FEV	1002	1020	1050
	MAR	1037	1034	1072
	ABR	1064	1061	1134
	MAI	1089	1073	1142
	JUN	1101	1079	1171
	JUL	1112	1093	1172
	AGO	1129	1085	1167
	SET	1103	1082	1152
	OUT	1083	1096	1200
	NOV	1032	1051	1123
	DEZ	998	1064	1119
CESP	METROPOLITANA	1999	2000	2001
	JAN	1512	1550	1593
	FEV	1564	1592	1640
	MAR	1620	1614	1674
	ABR	1662	1656	1771
	MAI	1701	1674	1784
	JUN	1720	1684	1829
	JUL	1736	1707	1831
	AGO	1767	1693	1823
	SET	1727	1688	1799
	OUT	1695	1710	1874
	NOV	1612	1640	1754
	DEZ	1559	1660	1748
CESP	ELEKTRO	1999	2000	2001
	JAN	924	1011	1106
	FEV	898	984	1078
	MAR	878	961	1053
	ABR	909	995	1091
	MAI	956	1043	1144
	JUN	940	1027	1125
	JUL	980	1069	1170

	AGO	971	1058	1159
	SET	974	1030	1127
	OUT	1001	1059	1141
	NOV	1038	1098	1182
	DEZ	963	1019	1099
GERAÇÃO PARANAPANEMA	CPFL	1999	2000	2001
	JAN	303	294	299
	FEV	349	362	345
	MAR	303	342	352
	ABR	394	366	437
	MAI	357	383	442
	JUN	365	428	436
	JUL	386	408	495
	AGO	389	369	464
	SET	389	367	406
	OUT	388	408	495
	NOV	349	334	355
	DEZ	319	329	330
GERAÇÃO PARANAPANEMA	EBE	1999	2000	2001
	JAN	303	296	268
	FEV	318	321	276
	MAR	306	313	282
	ABR	341	318	334
	MAI	333	316	323
	JUN	337	336	331
	JUL	344	329	350
	AGO	350	315	339
	SET	348	317	314
	OUT	345	336	367
	NOV	325	302	301
	DEZ	309	314	299
GERAÇÃO PARANAPANEMA	METROPOLITANA	1999	2000	2001
	JAN	474	463	419
	FEV	497	500	431
	MAR	478	489	440
	ABR	533	496	522
	MAI	520	494	504
	JUN	526	524	518
	JUL	537	515	547
	AGO	547	491	531
	SET	544	494	490
	OUT	540	524	573
	NOV	508	472	470
	DEZ	483	490	467
GERAÇÃO PARANAPANEMA	ELEKTRO	1999	2000	2001
	JAN	285	291	291
	FEV	277	283	283
	MAR	271	277	277
	ABR	280	286	287
	MAI	295	300	301
	JUN	290	295	296
	JUL	302	308	308
	AGO	299	305	305
	SET	300	296	296
	OUT	309	305	300
	NOV	320	316	311
	DEZ	297	293	289
GERAÇÃO TIETÊ	CPFL	1999	2000	2001

	JAN	394	371	367
	FEV	462	451	425
	MAR	459	442	429
	ABR	538	478	530
	MAI	521	471	509
	JUN	521	518	491
	JUL	590	487	544
	AGO	596	477	531
	SET	563	483	515
	OUT	553	511	470
	NOV	457	416	434
	DEZ	413	408	408
GERAÇÃO TIETÊ	EBE	1999	2000	2001
	JAN	391	379	345
	FEV	414	407	355
	MAR	419	405	362
	ABR	448	412	419
	MAI	448	406	404
	JUN	449	427	409
	JUL	474	418	425
	AGO	484	407	420
	SET	469	410	402
	OUT	461	430	411
	NOV	419	391	384
	DEZ	396	402	383
GERAÇÃO TIETÊ	METROPOLITANA	1999	2000	2001
	JAN	610	591	539
	FEV	646	636	554
	MAR	655	631	566
	ABR	701	643	655
	MAI	701	634	631
	JUN	701	666	638
	JUL	740	653	664
	AGO	759	635	657
	SET	736	640	629
	OUT	723	671	641
	NOV	654	610	601
	DEZ	619	627	597
GERAÇÃO TIETÊ	ELEKTRO	1999	2000	2001
	JAN	364	376	374
	FEV	354	366	365
	MAR	346	357	356
	ABR	358	370	369
	MAI	377	388	387
	JUN	371	382	380
	JUL	387	398	396
	AGO	383	394	392
	SET	384	383	381
	OUT	395	394	386
	NOV	409	408	400
	DEZ	380	379	372
CEMIG	LIGHT	1999	2000	2001
	JAN	301	96	0
	FEV	330	113	0
	MAR	392	111	0
	ABR	541	109	0
	MAI	515	0	0
	JUN	462	85	0
	JUL	552	20	0

	AGO	711	0	0
	SET	720	0	0
	OUT	763	282	0
	NOV	354	0	0
	DEZ	172	0	0
EMAE	EBE	1999	2000	2001
	JAN	438	417	419
	FEV	450	394	419
	MAR	426	394	419
	ABR	448	391	419
	MAI	448	438	488
	JUN	448	461	474
	JUL	450	475	474
	AGO	424	475	474
	SET	393	442	440
	OUT	393	441	440
	NOV	393	454	414
	DEZ	393	454	454
EMAE	METROPOLITANA	1999	2000	2001
	JAN	685	652	656
	FEV	704	616	655
	MAR	667	616	655
	ABR	701	612	655
	MAI	701	684	764
	JUN	701	721	741
	JUL	703	743	741
	AGO	664	743	741
	SET	615	691	688
	OUT	615	690	688
	NOV	615	710	648
	DEZ	615	710	711
FURNAS	CERJ	1999	2000	2001
	JAN	1242	1313	1373
	FEV	1267	1339	1400
	MAR	1263	1336	1397
	ABR	1280	1354	1414
	MAI	1261	1332	1398
	JUN	1263	1336	1400
	JUL	1284	1361	1428
	AGO	1276	1352	1420
	SET	1283	1359	1423
	OUT	1291	1363	1412
	NOV	1289	1361	1406
	DEZ	1293	1365	1409
FURNAS	CEB	1999	2000	2001
	JAN	477	519	553
	FEV	543	586	624
	MAR	549	594	632
	ABR	574	618	657
	MAI	591	628	665
	JUN	590	628	665
	JUL	589	629	663
	AGO	590	629	668
	SET	602	640	680
	OUT	601	637	668
	NOV	563	596	626
	DEZ	560	592	622
FURNAS	CELG	1999	2000	2001

	JAN	285	335	386
	FEV	379	434	490
	MAR	411	468	525
	ABR	429	485	544
	MAI	492	601	663
	JUN	516	576	638
	JUL	490	549	610
	AGO	576	662	741
	SET	593	574	636
	OUT	588	648	692
	NOV		505	547
	DEZ	406	461	504
FURNAS	ESCELSA	1999	2000	2001
	JAN	635	667	746
	FEV	624	660	738
	MAR	702	698	779
	ABR	680	717	803
	MAI	683	715	802
	JUN	699	732	818
	JUL	737	741	828
	AGO	731	781	868
	SET	743	752	840
	OUT	709	715	785
	NOV	665	710	779
	DEZ	669	714	784
FURNAS	CEMAT	1999	2000	2001
	JAN	320	379	230
	FEV	363	424	276
	MAR	381	446	301
	ABR	389	444	311
	MAI	382	439	306
	JUN	393	422	287
	JUL	409	405	297
	AGO	416	402	306
	SET	438	387	334
	OUT	444	391	334
	NOV	416	357	292
	DEZ	408	354	281
FURNAS	CELTINS	1999	2000	2001
	JAN	24	26	27
	FEV	24	26	27
	MAR	26	27	29
	ABR	26	27	29
	MAI	24	26	27
	JUN	26	28	29
	JUL	25	27	28
	AGO	26	28	29
	SET	29	30	32
	OUT	28	30	31
	NOV	29	31	32
	DEZ	27	29	30
FURNAS	CPFL	1999	2000	2001
	JAN	660	865	988
	FEV	705	912	1066
	MAR	710	944	1064
	ABR	665	1018	977
	MAI	749	1079	1084
	JUN	760	1055	1066
	JUL	689	1069	1003

	AGO	657	1112	1069
	SET	701	1084	1105
	OUT	684	922	845
	NOV	794	1049	1063
	DEZ	846	979	1039
FURNAS	EBE	1999	2000	2001
	JAN	759	963	1002
	FEV	770	967	1030
	MAR	794	1020	1051
	ABR	732	1070	950
	MAI	827	1142	1062
	JUN	832	1111	1035
	JUL	752	1113	965
	AGO	727	1163	1037
	SET	776	1141	1075
	OUT	763	990	837
	NOV	901	1148	1079
	DEZ	961	1100	1074
FURNAS	METROPOLITANA	1999	2000	2001
	JAN	1185	1502	1565
	FEV	1201	1509	1608
	MAR	1238	1591	1641
	ABR	1142	1670	1483
	MAI	1291	1782	1658
	JUN	1298	1734	1617
	JUL	1173	1736	1506
	AGO	1135	1815	1619
	SET	1210	1781	1679
	OUT	1190	1544	1307
	NOV	1406	1792	1685
	DEZ	1499	1717	1677
FURNAS	LIGHT	1999	2000	2001
	JAN	2519	2690	2629
	FEV	2584	2764	2716
	MAR	2479	2726	2674
	ABR	2315	2777	2692
	MAI	2314	2760	2517
	JUN	2316	2569	2480
	JUL	2200	2600	2431
	AGO	2049	2677	2515
	SET	2164	2772	2586
	OUT	1984	2324	2358
	NOV	2430	2655	2427
	DEZ	2615	2750	2495
FURNAS	CEMIG	1999	2000	2001
	JAN	0	0	368
	FEV	0	0	388
	MAR	0	0	385
	ABR	0	0	145
	MAI	0	74	240
	JUN	0	0	203
	JUL	0	0	140
	AGO	0	130	158
	SET	0	65	285
	OUT	0	0	0
	NOV	0	184	342
	DEZ	0	101	339
FURNAS	CATAGUAZES	1999	2000	2001

	JAN	160	161	123
	FEV	160	161	123
	MAR	153	161	123
	ABR	153	161	123
	MAI	153	162	123
	JUN	154	147	127
	JUL	161	155	137
	AGO	161	155	137
	SET	161	155	137
	OUT	161	155	137
	NOV	161	155	137
	DEZ	161	155	137
CDSA	CELG	1999	2000	2001
	JAN	620	620	620
	FEV	620	620	620
	MAR	620	620	620
	ABR	620	620	620
	MAI	620	568	568
	JUN	620	620	620
	JUL	620	620	620
	AGO	568	540	524
	SET	540	620	620
	OUT	520	520	520
	NOV	620	620	620
	DEZ	620	620	620

Anexo III à Resolução nº 141 de 9 de junho de 1999.
ENERGIAS DE GERAÇÃO PRÓPRIA (MW médio)

CONCESSIONÁRIA	1999	2000	2001
CESP	245	250	250
GERAÇÃO PARANAPANEMA	43	55	55
CEMIG	3.289	3.378	3.377
ESCELSA	123	130	131
CPFL	80	80	80
LIGHT	488	493	518

Anexo IV à Resolução 141 de 9 de junho de 1999
DEMANDAS DE POTÊNCIA DE GERAÇÃO PRÓPRIA (MWh/h)

CESP		1999	2000	2001
	JAN	326	280	292
	FEV	324	287	300
	MAR	320	297	311
	ABR	333	320	334
	MAI	336	336	350
	JUN	318	329	343
	JUL	346	356	474
	AGO	330	341	355
	SET	332	342	356
	OUT	323	334	344
	NOV	312	322	332
	DEZ	293	303	314
CEMIG		1999	2000	2001
	JAN	3.722	3.931	3.766
	FEV	4.021	4.247	4.080
	MAR	3.932	4.198	4.029
	ABR	4.144	4.417	4.497
	MAI	4.272	4.520	4.559
	JUN	4.428	4.762	4.767
	JUL	4.523	4.880	4.954
	AGO	4.459	4.684	4.841
	SET	4.312	4.597	4.566
	OUT	4.077	4.417	4.487
	NOV	4.023	4.173	4.082
	DEZ	3.882	4.107	3.923
ESCELSA		1999	2000	2001
	JAN	163	177	181
	FEV	163	176	180
	MAR	163	176	180
	ABR	163	180	180
	MAI	163	180	180
	JUN	149	166	166
	JUL	131	180	180
	AGO	135	139	139
	SET	135	180	180
	OUT	135	180	180
	NOV	173	180	180
	DEZ	173	180	180
CPFL		1999	2000	2001
	JAN	139	139	139
	FEV	139	139	139
	MAR	131	131	131
	ABR	139	139	139
	MAI	139	139	139
	JUN	139	139	139
	JUL	139	139	139
	AGO	139	139	139
	SET	139	139	139
	OUT	135	135	135
	NOV	117	117	117
	DEZ	133	133	133
LIGHT		1999	2000	2001
	JAN	769	800	828
	FEV	770	800	828
	MAR	770	800	828

	ABR	765	751	797
	MAI	623	683	776
	JUN	623	733	776
	JUL	623	733	789
	AGO	671	732	761
	SET	671	772	828
	OUT	671	786	823
	NOV	716	813	828
	DEZ	792	813	856
GERAÇÃO PARANAPANEMA				
		1999	2000	2001
	JAN	13	69	69
	FEV	23	69	70
	MAR	36	70	70
	ABR	46	70	70
	MAI	59	70	70
	JUN	70	70	70
	JUL	70	70	71
	AGO	70	70	70
	SET	70	70	70
	OUT	70	70	70
	NOV	70	70	70
	DEZ	70	70	70

Anexo V à Resolução nº 141 de 9 de junho de 1999.
Valores de demanda de potência de que trata o parágrafo 1º do art. 8º da Resolução ANEEL nº
248, de 07 de agosto de 1998
Média das demandas máximas mensais (MW)

	1999	2000	2001
CERJ	1.616	1.686	1.746
CEB	734	772	809
CELG	1.308	1.363	1.420
ESCELSA	1.089	1.135	1.218
CEMAT	506	512	406
CELTINS	31	33	34
CPFL	3.624	3.809	4.028
BRAGANTINA	96	91	99
CAIUA	159	164	170
SANTA CRUZ	110	118	126
PARANAPANEMA	139	134	141
NACIONAL	80	72	76
EBE	4.060	4.205	4.195
METROPOL	6.350	6.578	6.562
CESP	376	373	395
GERAÇÃO PARANAPANEMA	56	70	70
ELEKTRO	2.054	2.130	2.223
LIGHT	4.667	4.645	4.499
CEMIG	5.824	6.117	6.302
CATAGUAZES	158	157	130
FURNAS	9	9	9

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 142, DE 09 DE JUNHO DE 1999.

Estabelece as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da Rede Básica e os encargos de conexão.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Portaria Interministerial nº 121, de 7 de junho de 1999, no art. 14 do Decreto-lei nº 2.432, de 17 de maio de 1988, no § 4º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no parágrafo único do art. 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e considerando que:

os atuais contratos de suprimento de energia elétrica devem ser substituídos por contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica, contratos de uso dos sistemas de transmissão e contratos de conexão, competindo à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL regular, entre outras, as tarifas de acesso e uso dos sistemas de transmissão;

a Resolução nº 66, de 20 de abril de 1999, dispôs sobre a composição da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados, bem como das instalações de conexão estabelecida pela ANEEL, resolve:

Art. 1º Estabelecer os valores das receitas anuais permitidas às empresas concessionárias de transmissão, vinculadas às instalações de transmissão constantes da Rede Básica e às instalações de conexão, conforme quadros constantes dos Anexos I e II desta Resolução, até 31 de maio de 2000.

§ 1º Os valores referidos neste artigo incorporam a cobertura dos custos decorrentes da atividade de transmissão de energia elétrica, inclusive os relativos aos Centros de Operação dos Sistemas - COS's e aos serviços de telecomunicações e de transmissão de dados, necessários à operação do sistema elétrico nacional.

§ 2º Os valores das receitas anuais permitidas para as concessionárias de transmissão, Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. - ELETROSUL, Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Companhia Paranaense de Energia - COPEL, referem-se às instalações de transmissão existentes e em operação em 31 de dezembro de 1998. As instalações de transmissão em implantação, com entrada em operação após 31 de dezembro de 1998, terão as suas receitas permitidas estabelecidas em resolução específica.

§ 3º Para as demais concessionárias de transmissão os valores das receitas anuais permitidas contemplam as instalações de transmissão existentes e em implantação com entrada em operação até 31 de dezembro de 1999, relacionadas na Resolução nº 66, de 16 de abril de 1999. As instalações de transmissão em implantação, com entrada em operação após 31 de dezembro de 1999, terão as suas receitas permitidas estabelecidas em resolução específica.

§ 4º Os valores associados à Rede Básica serão cobertos pelos encargos de uso estabelecidos nos contratos, que deverão ser celebrados até 31 de julho de 1999, entre o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, os concessionários de transmissão e os respectivos usuários.

§ 5º Os valores associados às conexões constarão dos contratos de conexão que deverão ser celebrados até 31 de julho de 1999, em consonância com as disposições estabelecidas na Resolução nº 248, de 7 de julho de 1998.

Art. 2º Os valores das receitas anuais permitidas serão reajustados e revisados periodicamente pela ANEEL, com base nas condições previstas nos contratos de concessão de transmissão, tendo como data inicial de referência a data de publicação desta Resolução.

Art. 3º Estabelecer, para fins do disposto no art. 8º da Resolução nº 248/98, o valor mensal de R\$ 2.821,00 / MW (dois mil oitocentos e vinte e um reais por megawatt) para a tarifa de uso da transmissão da Rede Básica, vinculada aos contratos iniciais, a ser aplicada aos contratos de uso dos sistemas de transmissão celebrados com as concessionárias distribuidoras do serviço público de energia elétrica, a vigorar a partir da data de publicação desta Resolução.

§ 1º O valor da tarifa foi determinado em conformidade com o § 2º do art. 8º da Resolução nº 248/98, levando-se em consideração os dados e valores a seguir indicados:

I - previsão orçamentária do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS R\$ 92.474.085,00

II - receita do ONS a ser obtida através de contribuição dos seus associados R\$ 7.500.000,00

III - receita do ONS a ser obtida através de encargos do Sistema de Transmissão R\$ 84.974.085,00

IV - provisão para compensação do déficit de receita autorizada de transmissão do exercício de 1998 R\$ 6.805.914,00

V – parcela das Receitas Anuais Autorizadas das empresas de transmissão a ser obtida através de encargos do Sistema de Transmissão R\$ 1.644.102.000,00

VI - demanda média anual do sistema elétrico interligado 52.115 MW

VII – cálculo da tarifa mensal = $(III \times (8/6) + IV + V) / (VI \times 12)$ R\$ 2.821,00 / MW

§ 2º O valor da tarifa será revisado anualmente pela ANEEL, em função das receitas reconhecidas para os ativos da Rede Básica, dos valores indicados nos incisos do parágrafo anterior, da composição do mercado dos Contratos Iniciais e da receita que vier a ser obtida pelo pagamento de encargos de uso da transmissão pela parcela do mercado livre, de acordo com regras a serem definidas em regulamentação específica.

Art. 4º Fixar a tarifa de transporte de energia elétrica proveniente da Itaipu Binacional, a ser aplicada aos concessionários de distribuição contratantes daquela energia, no valor de R\$ 1.550,80 / MW (um mil quinhentos e cinquenta reais e oitenta centavos por megawatt), a vigorar a partir da data de publicação desta Resolução.

Parágrafo único. Os valores decorrentes da aplicação da tarifa de transporte deverão ser pagos à Furnas Centrais Elétricas S.A., pelo uso das instalações de conexão dedicadas a Itaipu, constantes do Anexo II desta Resolução.

Art. 5º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 6º Revogam-se os arts. 3º e 4º da Resolução nº 262, de 13 de agosto de 1998 e o art. 2º da Resolução nº 269, de 13 de agosto de 1998.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

ANEXO I à Resolução nº 142, 09 de junho de 1999
RECEITAS ANUAIS PERMITIDAS DE TRANSMISSÃO (em milhares de reais)

Empresa	Total	Rede Básica	Conexão
FURNAS - Centrais Elétricas S/A	540.931	326.807	214.124
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	347.840	326.307	21.533
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	320.002	227.135	92.867
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A-ELETRONORTE	233.756	223.053	10.703
Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL	163.724	142.565	21.159
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	140.000	132.182	7.818
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	105.001	81.419	23.582
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	76.907	29.910	46.997
EPTE - Empr. Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S/A	273.000	142.034	130.966
Centrais Elétricas de Goiás - CELG	9.900	8.550	1.350
Espirito Santo Centrais Elétricas S/A - ESCELSA	1.201	972	229
Cia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	1.194	1.052	142
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR	823	782	41
LIGHT - Serviços de Eletricidade S/A	698	698	0
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	767	636	131
Total	2.215.744	1.644.102	571.642

ANEXO II à Resolução nº 142, de 09 de junho de 1999
RECEITAS ANUAIS REFERENTES ÀS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO
(em milhares de reais)

EMPRESA	INSTALAÇÕES	(R\$*1000)
FURNAS	Instalações dedicadas à CERJ	7.297
	Instalações dedicadas à CEB	590
	Instalações dedicadas à CELG	1.599
	Instalações dedicadas à ESCELSA	1.101
	Instalações dedicadas à CEMAT	915
	Instalações dedicadas à CELTINS	27
	Instalações dedicadas à CPFL	495
	Instalações dedicadas à LIGHT	5.714
	Instalações dedicadas à CEMIG	452
	Instalações dedicadas à FURNAS	6.715
	Instalações dedicadas à ITAIPU	189.219
	TOTAL	214.124
CHESF	Instalações dedicadas à CEPISA	479
	Instalações dedicadas à COELCE	1130
	Instalações dedicadas à COSERN	3026
	Instalações dedicadas à SAELPA	896
	Instalações dedicadas à CELB	492
	Instalações dedicadas à CELPE	1761
	Instalações dedicadas à CEAL	457
	Instalações dedicadas à ENERGIPE	978
	Instalações dedicadas à COELBA	3364
	Instalações dedicadas à CHESF	8872
	Instalações dedicadas à CEMAR	78
	TOTAL	21533
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	Instalações dedicadas à CPFL	11.325
	Instalações dedicadas à BRAGANTINA	1.453
	Instalações dedicadas à CAIUA	1.510
	Instalações dedicadas à STA CRUZ	1.167
	Instalações dedicadas à VALE PARANAPANEMA	1.395
	Instalações dedicadas à NACIONAL	866
	Instalações dedicadas à EBE	3.734
	Instalações dedicadas à METROPOLITANA	741
	Instalações dedicadas à CESP	12.275
	Instalações dedicadas à GERAÇÃO PARANAPANEMA	5.799
	Instalações dedicadas à GERAÇÃO TIETÊ	16.333
	Instalações dedicadas à ELEKTRO	35.287
	Instalações dedicadas à ENERSUL	982
	TOTAL	92.867
ELETRONORTE	Instalações dedicadas à CEMAR	1.415
	Instalações dedicadas à CELTINS	99
	Instalações dedicadas à CELPA	2.415
	Instalação dedicadas à CEMAT	3.674
	Instalações dedicadas à ELETRONORTE	3.100
	TOTAL	10.703
ELETROSUL	Instalações dedicadas à CEEE	132
	Instalações dedicadas à COPEL	1.735
	Instalações dedicadas à ENERSUL	6.839
	Instalações dedicadas à CELESC	8.707
	Instalações dedicadas à RGE	145
	Instalações dedicadas à AES-SUL	267
	Instalações dedicadas à GERASUL	3.334
	TOTAL	21.159

CEMIG	Instalações dedicadas à CELG	58
	Instalações dedicadas à CEMIG - G	1.442
	Instalações dedicadas à CEMIG - D	6.318
	TOTAL	7.818
CEEE	Instalações dedicadas à CGTEE	450
	Instalações dedicadas à CEEE - D	4.258
	Instalações dedicadas à CEEE - G	735
	Instalações dedicadas à RGE	9.823
	Instalações dedicadas à AES-SUL	8.316
	TOTAL	23.582
COPEL	Instalações dedicadas à COPEL - D	44.800
	Instalações dedicadas à COPEL - G	2.197
	TOTAL	46.997
EPTE	Instalações dedicadas à EBE	36.370
	Instalações dedicadas à METROPOLITANA	88.129
	Instalações dedicadas à EMAE	3.566
	Instalações dedicadas à CESP	2.901
	TOTAL	130.966
CELG	Instalações dedicadas à CELG	854
	Instalações dedicadas à CEMIG	54
	Instalações dedicadas à CDSA	442
	TOTAL	1.350
ESCELSA	Instalações dedicadas à ESCELSA	229
	TOTAL	229
COELBA	Instalações dedicadas à COELBA	142
	TOTAL	142
CEMAR	Instalações dedicadas à CEMAR	41
	TOTAL	41
CELTINS	Instalações dedicadas à CELTINS	131
	TOTAL	131

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 143, DE 09 DE JUNHO DE 1999

Estabelece as tarifas de compra e venda de energia elétrica, a serem aplicadas aos contratos iniciais, entre os concessionários de energia elétrica das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria e tendo em vista o disposto na Portaria Interministerial nº 121, de 7 de junho de 1999, no § 1º do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nos arts. 26 e 27 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e considerando:

as disposições contidas nas Resoluções ANEEL nº 244, de 31 de julho de 1998; nº 248, de 7 de agosto de 1998; nº 450, de 29 de dezembro de 1998, nº 451, de 29 de dezembro de 1998, e nº 141, de 09 de junho de 1999;

os valores de receita permitida para os concessionários de transmissão e a tarifa de uso da transmissão relativa à Rede Básica, estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 142, de 9 de junho de 1999, resolve:

Art. 1º Fixar as tarifas a serem aplicadas aos contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica, a serem celebrados entre os concessionários de energia elétrica constantes dos Anexos a esta Resolução.

Parágrafo único. Os contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica deverão ser celebrados entre os concessionários até o dia 31 de julho de 1999.

Art. 2º As tarifas de compra e venda de energia elétrica de que trata o art. 1º, constantes do Anexo I desta Resolução, serão aplicadas a partir da data de sua publicação.

Art. 3º As tarifas de compra e venda de energia elétrica de que trata o art. 1º, constantes do Anexo II desta Resolução, serão aplicadas a partir de 8 de julho de 1999.

Art. 4º As tarifas de compra e venda de energia elétrica de que trata o art. 1º, constantes do Anexo III desta Resolução, serão aplicadas a partir de 7 de agosto de 1999.

Art.5º Revogam-se as tarifas de suprimento de energia elétrica entre CESP e as empresas CPFL, BANDEIRANTE, METROPOLITANA, ELEKTRO, BRAGANTINA, NACIONAL, SANTA CRUZ, CAIUA e VALE PARANAPANEMA, fixadas pela Portaria DNAEE, nº 90, de 7 de abril de 1997.

Art.6º Revogam-se as tarifas de suprimento de energia elétrica entre FURNAS e as empresas CERJ, CEB, CELG, ESCELSA, CEMAT, CELTINS, CPFL, BANDEIRANTE, METROPOLITANA, LIGHT, CATAGUAZES, ELETRONORTE e CEMIG, fixadas pela Portaria DNAEE, nº 114, de 7 de abril de 1997.

Art.7º Revogam-se as tarifas de suprimento de energia elétrica entre CHESF e as empresas CEPISA, COELCE, COSERN, SAELPA, CELB, CELPE, CEAL, ENERGIPE e COELBA, fixadas pela Portaria DNAEE, nº 147, de 17 de abril de 1997.

Art.8º Revogam-se as tarifas de suprimento de energia elétrica entre ELETRONORTE e as empresas CEMAT, CEMAR, CELTINS e CELPA, fixadas pela Portaria DNAEE, nº 136, de 17 de abril

de 1997; e entre ELETRONORTE e FURNAS, fixadas pela Portaria DNAEE, nº 65, de 14 de abril de 1999.

Art.9º Revogam-se as tarifas de suprimento de energia elétrica entre CEMIG e FURNAS conforme Resolução ANEEL, nº 58, de 7 de abril de 1999.

Art. 10. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

ANEXO I à Resolução ANEEL nº 143, de 09 de junho de 1999
Tarifas de Compra e Venda de Energia Elétrica a partir da publicação desta Resolução

Vendedora	Compradora	Tarifa de Demanda	Tarifa de Energia
		[R\$/KW]	[R\$/MWh]
FURNAS	CERJ	1,98	25,69
	CEB	2,05	26,53
	CELG	1,45	18,84
	ESCELSA	2,04	26,45
	CEMAT	2,31	29,95
	CELTINS	1,93	24,98
	CPFL	2,14	27,72
	EBE	2,76	35,83
	METROPOLITANA	2,75	35,69
	LIGHT	1,97	25,59
	CEMIG	2,67	34,55
	CATAGUAZES	2,59	33,55
	ELETRONORTE	2,06	26,70
CEMIG	LIGHT	1,93	24,96
EMAE	EBE	2,48	32,17
	METROPOLITANA	2,48	32,17
CDSA	CELG	2,54	33,01
CESP	CPFL	2,39	30,92
	EBE	2,46	31,86
	METROPOLITANA	2,46	31,86
	ELEKTRO	2,05	26,56
GERAÇÃO TIETÊ	CPFL	2,39	30,92
	EBE	2,46	31,86
	METROPOLITANA	2,46	31,86
	ELEKTRO	2,05	26,56
	BRAGANTINA	1,99	25,80
	NACIONAL	2,11	27,28
GERAÇÃO PARANAPANEMA	CPFL	2,39	30,92
	EBE	2,46	31,86
	METROPOLITANA	2,46	31,86
	ELEKTRO	2,05	26,56
	CAIUA	2,13	27,63
	STA. CRUZ	2,16	28,01
	PARANAPANEMA	2,23	28,89
CHESF	CEPISA	2,19	22,13
	COELCE	2,22	22,46
	COSERN	2,15	21,78
	SAELPA	2,18	22,10
	CELB	2,15	21,78
	CELPE	2,20	22,24
	CEAL	2,10	21,22
	ENERGIPE	2,17	21,99
	COELBA	2,17	21,99
ELETRONORTE	CEMAR	2,12	21,35
	CELTINS	2,19	22,00
	CELPA	2,12	21,30
	FURNAS	2,06	26,70

ANEXO II à Resolução ANEEL nº 143, de 09 de junho de 1999
Tarifas de Compra e Venda de Energia Elétrica a partir de 08 de julho de 1999.

Vendedora	Compradora	Tarifa de Demanda [R\$/KW]	Tarifa de Energia [R\$/MWh]
FURNAS	CERJ	2,13	27,56
	CEB	2,21	28,59
	CELG	1,88	24,38
	ESCELSA	2,19	28,44
	CEMAT	2,49	32,29
	CELTINS	2,25	29,14
	CPFL	2,25	29,14
	EBE	2,83	36,70
	METROPOLITANA	2,94	38,09
	LIGHT	2,17	28,11
	CEMIG	2,67	34,55
	CATAGUAZES	2,75	35,66
	ELETRONORTE	2,06	26,70
CEMIG	LIGHT	1,93	24,96
EMAE	EBE	2,48	32,17
	METROPOLITANA	2,48	32,17
CDSA	CELG	2,54	33,01
CESP	CPFL	2,57	33,26
	EBE	2,65	34,26
	METROPOLITANA	2,65	34,26
	ELEKTRO	2,19	28,39
GERAÇÃO TIETÊ	CPFL	2,57	33,26
	EBE	2,65	34,26
	METROPOLITANA	2,65	34,26
	ELEKTRO	2,19	28,39
	BRAGANTINA	2,11	27,28
	NACIONAL	2,24	28,95
GERAÇÃO PARANAPANEMA	CPFL	2,57	33,26
	EBE	2,65	34,26
	METROPOLITANA	2,65	34,26
	ELEKTRO	2,19	28,39
	CAIUA	2,26	29,21
	STA. CRUZ	2,32	29,99
	PARANAPANEMA	2,38	30,78
CHESF	CEPISA	2,35	23,76
	COELCE	2,38	24,09
	COSERN	2,30	23,23
	SAELPA	2,30	23,26
	CELB	2,29	23,13
	CELPE	2,33	23,62
	CEAL	2,25	22,79
	ENERGIPE	2,31	23,42
	COELBA	2,33	23,61
ELETRONORTE	CEMAR	2,18	21,87
	CELTINS	2,31	23,22
	CELPA	2,17	21,81
	FURNAS	2,06	26,70

ANEXO III à Resolução ANEEL nº 143, de 09 de junho de 1999

Tarifas de Compra e Venda de Energia Elétrica a partir de 07 de agosto de 1999.

Vendedora	Compradora	Tarifa de Demanda [R\$/KW]	Tarifa de Energia [R\$/MWh]
FURNAS	CERJ	2,28	29,51
	CEB	2,37	30,74
	CELG	1,91	24,71
	ESCELSA	2,36	30,53
	CEMAT	2,68	34,73
	CELTINS	2,58	33,48
	CPFL	2,38	30,83
	EBE	2,92	37,82
	METROPOLITANA	3,15	40,81
	LIGHT	2,37	30,74
	CEMIG	2,67	34,55
	CATAGUAZES	2,92	37,85
	ELETRONORTE	2,06	26,70
CEMIG	LIGHT	1,93	24,96
EMAE	EBE	2,48	32,17
	METROPOLITANA	2,48	32,17
CDSA	CELG	2,54	33,01
CESP	CPFL	2,75	35,58
	EBE	2,83	36,66
	METROPOLITANA	2,83	36,66
	ELEKTRO	2,34	30,30
GERAÇÃO TIETÊ	CPFL	2,75	35,58
	EBE	2,83	36,66
	METROPOLITANA	2,83	36,66
	ELEKTRO	2,34	30,30
	BRAGANTINA	2,23	28,82
	NACIONAL	2,37	30,69
GERAÇÃO PARANAPANEMA	CPFL	2,75	35,58
	EBE	2,83	36,66
	METROPOLITANA	2,83	36,66
	ELEKTRO	2,34	30,30
	CAIUA	2,38	30,86
	STA. CRUZ	2,47	32,05
	PARANAPANEMA	2,53	32,76
CHESF	CEPISA	2,50	25,35
	COELCE	2,54	25,69
	COSERN	2,44	24,65
	SAELPA	2,41	24,40
	CELB	2,42	24,45
	CELPE	2,47	24,96
	CEAL	2,40	24,32
	ENERGIPE	2,45	24,82
	COELBA	2,49	25,20
ELETRONORTE	CEMAR	2,23	22,38
	CELTINS	2,43	24,44
	CELPA	2,22	22,32
	FURNAS	2,06	26,70

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 222, DE 30 DE JUNHO DE 1999.

Estabelece os critérios para contabilização e faturamento de energia elétrica no curto prazo para os concessionários e autorizados pertencentes ao sistema elétrico interligado brasileiro.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 12 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 12 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e considerando:

que as transações de compra e venda de energia elétrica no sistema interligado serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE;

que a partir da publicação das Resoluções nº 141, nº 142 e nº 143, de 9 de junho de 1999, tornou-se necessário o estabelecimento de novas regras de contabilização e faturamento para comercialização da energia no curto prazo, em substituição aos critérios vigentes, que vigorarão até a aprovação e operacionalização das regras do MAE;

que as diretrizes básicas dessas regras foram discutidas no âmbito dos Comitês Técnico e Executivo do MAE, num processo aberto e participativo, sendo as sugestões encaminhadas à apreciação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

que é necessário um sinal diferenciado de preço de curto prazo para o período de ponta do sistema interligado, resolve:

Art. 1º Estabelecer os critérios para contabilização e faturamento de energia elétrica no curto prazo, para os concessionários e autorizados pertencentes ao sistema interligado e integrantes do Mercado Atacadista de Energia - MAE, a partir 1º de julho de 1999.

Da Sazonalização dos Montantes de Energia Contratada e da Energia Assegurada

Art. 2º Os montantes anuais de energia dos Contratos Iniciais serão discriminados mensalmente, até dezembro do ano anterior, considerando a sazonalidade atualizada pelas informações constantes do Sistema PLANTE/Mercado – Planejamento Tarifário de Energia Elétrica / Mercado, dos respectivos anos.

Parágrafo único. Para o período de junho a dezembro de 1999, a discriminação mensal dos montantes anuais dos Contratos Iniciais será efetuada segundo os mesmos critérios adotados pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI no cálculo dos montantes utilizados para o faturamento dos meses de janeiro a maio de 1999.

Da Modulação dos Montantes de Energia Contratada e da Energia Assegurada

Art. 3º Cada concessionário de distribuição, concessionário ou autorizado de geração, ou comercializador de energia, que atenda a consumidor final ou outros comercializadores não integrantes do MAE, deverá informar a esse órgão, para cada contrato de compra de energia, os montantes mensais de energia para os períodos de ponta e fora de ponta.

§ 1º Para fins desta Resolução, entende-se como período de ponta o período de três horas consecutivas, compreendido entre as 18:00 e as 21:00, de cada dia útil no mês, para todo o sistema elétrico interligado.

§ 2º Para os concessionários ou autorizados de geração que atendam a consumidor final ou a outros comercializadores não integrantes do MAE, deverão ser informados os montantes de energia para os períodos de ponta e fora de ponta relativos a estes atendimentos, ajustados ao ponto de referência do subsistema.

§ 3º Os montantes de energia contratada para os períodos de ponta e fora de ponta deverão ser informados até o dia 25 do mês anterior ao mês de atendimento.

§ 4º O montante de energia contratada para o período de ponta será limitado ao valor da demanda contratada multiplicada por três horas, pelo número de dias úteis do mês e por 0,985, referente à reserva de potência.

§ 5º Na hipótese de não apresentação da informação requerida no prazo estabelecido no § 3º, o MAE considerará como montante de energia contratada para o período de ponta o valor máximo referido no § 4º.

§ 6º O montante de energia de Itaipu para o período de ponta corresponderá à quota-parte de potência multiplicada por três horas, pelo número de dias úteis do mês e por 0,985, referente à reserva de potência.

§ 7º O montante de energia contratada para o período fora de ponta será a diferença entre a energia contratada para o mês, estabelecida conforme o art. 2º, e a energia contratada para o período de ponta.

Art. 4º A energia assegurada de cada concessionário ou autorizado de geração será modulada nos períodos de ponta e fora de ponta pela totalização dos montantes informados conforme o artigo anterior.

Parágrafo único. A energia assegurada resultante, para os períodos de ponta e fora de ponta, do concessionário ou autorizado de geração, será rateada entre todas as suas usinas na proporção da energia assegurada de cada usina.

Das Tarifas de Energia de Curto Prazo

Art. 5º A ANEEL publicará, até o dia 30 de cada mês, com base no custo marginal de operação informado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS até o dia 27 de cada mês, as tarifas de energia de curto prazo para os períodos de ponta (TMOp – Tarifa marginal de operação na ponta) e fora de ponta (TMOfp – Tarifa marginal de operação fora de ponta), para os subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Parágrafo único. Será publicada uma tarifa média de operação de curto prazo – TMO, obtida a partir dos valores definidos neste artigo, ponderados pelo número de horas de cada período, para fins de aplicação conforme o disposto no art. 18 desta Resolução.

Das Informações

Art. 6º Cada concessionário de distribuição, concessionário ou autorizado de geração, ou comercializador de energia, que atenda a consumidor final ou a outros comercializadores não integrantes do MAE, deverá informar a esse órgão, até o dia 5 do mês seguinte ao do atendimento, os seguintes valores:

§ 1º Para fins desta Resolução, entende-se como período de ponta o período de três horas consecutivas, compreendido entre as 18:00 e as 21:00, de cada dia útil no mês, para todo o sistema elétrico interligado.

§ 2º Para os concessionários ou autorizados de geração que atendam a consumidor final ou a outros comercializadores não integrantes do MAE, deverão ser informados os montantes de energia para os períodos de ponta e fora de ponta relativos a estes atendimentos, ajustados ao ponto de referência do subsistema.

§ 3º Os montantes de energia contratada para os períodos de ponta e fora de ponta deverão ser informados até o dia 25 do mês anterior ao mês de atendimento.

§ 4º O montante de energia contratada para o período de ponta será limitado ao valor da demanda contratada multiplicada por três horas, pelo número de dias úteis do mês e por 0,985, referente à reserva de potência.

§ 5º Na hipótese de não apresentação da informação requerida no prazo estabelecido no § 3º, o MAE considerará como montante de energia contratada para o período de ponta o valor máximo referido no § 4º.

§ 6º O montante de energia de Itaipu para o período de ponta corresponderá à quota-parte de potência multiplicada por três horas, pelo número de dias úteis do mês e por 0,985, referente à reserva de potência.

§ 7º O montante de energia contratada para o período fora de ponta será a diferença entre a energia contratada para o mês, estabelecida conforme o art. 2º, e a energia contratada para o período de ponta.

Art. 4º A energia assegurada de cada concessionário ou autorizado de geração será modulada nos períodos de ponta e fora de ponta pela totalização dos montantes informados conforme o artigo anterior.

Parágrafo único. A energia assegurada resultante, para os períodos de ponta e fora de ponta, do concessionário ou autorizado de geração, será rateada entre todas as suas usinas na proporção da energia assegurada de cada usina.

Das Tarifas de Energia de Curto Prazo

Art. 5º A ANEEL publicará, até o dia 30 de cada mês, com base no custo marginal de operação informado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS até o dia 27 de cada mês, as tarifas de energia de curto prazo para os períodos de ponta (TMO_p – Tarifa marginal de operação na ponta) e fora de ponta (TMO_{fp} – Tarifa marginal de operação fora de ponta), para os subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Parágrafo único. Será publicada uma tarifa média de operação de curto prazo – TMO, obtida a partir dos valores definidos neste artigo, ponderados pelo número de horas de cada período, para fins de aplicação conforme o disposto no art. 18 desta Resolução.

Das Informações

Art. 6º Cada concessionário de distribuição, concessionário ou autorizado de geração, ou comercializador de energia, que atenda a consumidor final ou a outros comercializadores não integrantes do MAE, deverá informar a esse órgão, até o dia 5 do mês seguinte ao do atendimento, os seguintes valores:

I – energia total gerada e medida mensalmente em cada usina, abatido o consumo interno;

II – energia total gerada e medida mensalmente em cada usina, no período de ponta, abatido o consumo interno;

III – energia total medida ou estimada no mês, nos pontos de faturamento dos concessionários de distribuição, dos consumidores ou de comercializadores não integrantes do MAE atendidos pelas empresas de geração;

IV – energia total medida ou estimada no mês, no período de ponta, nos pontos de faturamento dos concessionários de distribuição, dos consumidores ou de comercializadores não integrantes do MAE atendidos pelas empresas de geração;

V – energia total medida no mês nos pontos de faturamento dos consumidores livres atendidos por fornecedor que não a própria distribuidora; e

VI – energia total medida no mês, no período de ponta, nos pontos de faturamento dos consumidores livres atendidos por fornecedor que não a própria distribuidora.

Do Ajuste da Geração e do Consumo pelo Rateio das Perdas

Art. 7º Os montantes de energia gerada ou consumida nos períodos de ponta e fora de ponta serão ajustados para o ponto de referência de cada subsistema por meio da aplicação de um fator de perdas que contempla o rateio das perdas do sistema de transmissão.

§ 1º O montante de perdas a ser rateado entre a geração e o consumo, em cada subsistema, será calculado pela diferença entre o somatório das energias geradas, abatidos os consumos internos e o somatório das energias medidas ou estimadas nos pontos de faturamento, nos períodos de ponta e fora de ponta.

§ 2º O fator de perdas de geração na ponta (fpgp), em cada subsistema, corresponderá à razão entre cinquenta por cento do montante de perdas totais verificadas no período de ponta, calculado conforme o § 1º deste artigo, e o somatório das energias geradas no período de ponta, conforme inciso II do artigo anterior.

§ 3º O fator de perdas de consumo na ponta (fpcp), em cada subsistema, corresponderá à razão entre cinquenta por cento do montante de perdas totais verificadas no período de ponta, calculado conforme o § 1º deste artigo, e o somatório das energias consumidas, medidas ou estimadas no período de ponta, conforme inciso IV do artigo anterior.

§ 4º O fator de perdas de geração fora de ponta (fpgfp), em cada subsistema, corresponderá à razão entre cinquenta por cento do montante de perdas totais verificadas no período fora de ponta, calculado conforme o § 1º deste artigo, e o somatório das energias geradas no período fora de ponta.

§ 5º O fator de perdas de consumo fora de ponta (fpcf), em cada subsistema, corresponderá a razão entre cinquenta por cento do montante de perdas totais verificadas no período fora de ponta, calculado conforme o § 1º deste artigo, e o somatório das energias consumidas, medidas ou estimadas no período fora de ponta.

Art. 8º As energias geradas e as energias consumidas, medidas ou estimadas, nos períodos de ponta e fora de ponta, deverão ser ajustadas para o ponto de referência de cada subsistema, considerando o fator de perdas, calculado conforme o art. 7º.

§ 1º A energia gerada ajustada no período de ponta (Egap) corresponderá à energia gerada no período de ponta multiplicada pelo fator (1-fpgp).

§ 2º A energia gerada ajustada no período fora de ponta (Egafp) corresponderá à energia gerada no período fora de ponta multiplicada pelo fator (1-fpgfp).

§ 3º A energia consumida ajustada no período de ponta (Ecap) corresponderá à energia consumida no período de ponta multiplicada pelo fator (1+fpcp).

§ 4º A energia consumida ajustada no período fora de ponta (Ecafp) corresponderá à energia consumida no período fora de ponta multiplicada pelo fator (1+fpcfp).

Da Contabilização, Faturamento e Liquidação Financeira

Art. 9º A contabilização, o faturamento e a liquidação financeira dos pagamentos e recebimentos relativos a energia de curto prazo deverá ser realizada na forma definida pelo MAE.

Parágrafo único. A liquidação das energias de curto prazo terá vencimento no dia 15 do segundo mês subsequente ao do atendimento.

Art. 10. Mensalmente será realizada a contabilização e faturamento, separadamente para o período de ponta e para o período fora de ponta, identificando as variações de geração, os desvios de energia consumida e os desvios decorrentes de atraso ou antecipação na entrada de obras de geração.

§ 1º As variações de geração serão obtidas pela diferença entre o montante de energia gerada ajustada, conforme o art. 8º, e o montante de energia assegurada de cada usina, conforme o art. 4º.

§ 2º Os desvios de energia consumida serão obtidos pela diferença entre o montante de energia consumida ajustado, conforme o art. 8º e o montante de energia contratada de cada concessionário ou autorizado de geração, concessionário de distribuição ou autorizado de comercialização, conforme o art. 3º.

§ 3º Os desvios decorrentes de atraso ou antecipação na entrada de obras de geração serão obtidos pela diferença entre o montante de energia gerada ajustada da usina, conforme o art. 8º, e o montante de energia assegurada da usina considerando o cronograma previsto quando da elaboração dos montantes dos contratos iniciais.

Art. 11. As variações negativas de geração de cada usina serão faturadas aplicando-se a tarifa de energia de otimização (TEO), fixada em R\$ 3,00 / MWh (três reais por megawatt-hora), para os períodos de ponta e fora de ponta.

§ 1º Caso a soma das variações positivas de geração seja inferior à soma das variações negativas de geração do sistema, em cada período de ponta e fora de ponta, os concessionários e autorizados que apresentaram variações positivas de geração receberão essas diferenças valorizadas pela aplicação da tarifa de energia de otimização (TEO), ficando o saldo remanescente para ser distribuído entre os concessionários e autorizados que apresentaram desvios negativos de energia consumida ou desvios decorrentes de antecipação na entrada de obras de geração, na proporção desses desvios.

§ 2º Caso a soma das variações positivas de geração seja igual ou superior à soma das variações negativas de geração do sistema, em cada período de ponta e fora de ponta, o montante de recursos financeiros obtidos na forma disposta no "caput" deste artigo será distribuído entre os concessionários e autorizados que apresentaram variações positivas de geração, na proporção dessas variações.

Art. 12. Os desvios positivos de energia consumida e os desvios decorrentes de atraso na entrada de obras de geração serão faturados aplicando-se a tarifa de energia de curto prazo (TMO_p ou TMO_{fp}) do período correspondente, para o respectivo subsistema.

Parágrafo único. Será calculada uma tarifa média para cada período de ponta e fora de ponta correspondente ao montante de recursos financeiros obtidos na forma disposta no "caput" deste artigo dividido pela soma dos desvios positivos de energia consumida e dos desvios decorrentes do atraso na entrada de obra de geração.

Art. 13. O montante de recursos financeiros obtidos conforme o art. 12, calculado separadamente para os períodos de ponta e fora de ponta, será repartido na forma descrita a seguir:

§ 1º Na hipótese referida no § 1º do art. 11, o montante de recursos referido neste artigo será repartido entre os concessionários e autorizados que apresentaram desvios negativos de energia consumida ou desvios decorrentes da antecipação na entrada de obra de geração, na proporção desses desvios.

§ 2º Na hipótese referida no § 2º do art. 11, os concessionários e autorizados que apresentaram desvios negativos de energia consumida ou desvios decorrentes da antecipação na entrada de obra de geração, receberão esses desvios valorizados pela aplicação da tarifa média calculada conforme o parágrafo único do art. 12, para cada período de ponta e fora de ponta.

§ 3º Caso haja saldo remanescente de recursos financeiros após os pagamentos referidos no parágrafo anterior, este será repartido da seguinte forma:

I - cinquenta por cento do saldo entre os concessionários e os autorizados de geração que apresentaram variações positivas de geração, na proporção dessas variações;

II - cinquenta por cento do saldo entre todos os concessionários e autorizados de geração, proporcionalmente às respectivas energias asseguradas.

Art. 14. A comercialização de energia não assegurada a consumidores finais será tratada como desvio de energia consumida.

Art. 15. Não será feita reconciliação anual dos valores de energia elétrica no curto prazo contabilizados e faturados mensalmente.

Das Disposições Finais

Art. 16. A contabilização e faturamento de energia no curto prazo, para o período de 1º a 9 de junho de 1999, será realizada considerando o disposto na Portaria DNAEE nº 540, de 30 de dezembro de 1996.

Art. 17. A contabilização e o faturamento de energia no curto prazo para o período de 10 a 30 de junho de 1999, será realizada considerando o disposto na Portaria DNAEE nº 540/96, com as seguintes adaptações:

I – eliminação da prioridade da empresa supridora contratual no atendimento de requisitos estruturais de suas supridas;

II – eliminação da participação de vinte por cento da supridora contratual no atendimento dos requisitos estruturais de suas supridas; e

III – inclusão do rateio de perdas na forma adotada quando da definição dos montantes para os contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica.

Art. 18. A Portaria DNAEE nº 359, de 27 de setembro de 1995, permanece em vigor, substituindo-se o termo "tarifa de otimização" referido no art. 1º, incisos I.a e II.b, por "Tarifa Marginal de Operação – TMO", para os concessionários que comercializam energia, em montante anual inferior a 300 GWh, diretamente com consumidores finais, até que celebrem seus contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica.

Art. 19. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 20. A Portaria DNAEE nº 540, de 30 de dezembro de 1996, e a Resolução ANEEL nº 36, de 25 de fevereiro de 1999, permanecem em vigor para a finalidade disposta nos arts. 16 e 17 desta Resolução, ficando revogadas a partir de 1º de agosto de 1999.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

RESOLUÇÃO Nº 223, DE 30 DE JUNHO DE 1999

Regulamenta a comercialização de energia não assegurada para consumidores do grupo tarifário "A".

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 12 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e no art. 12 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e considerando:

que as transações de compra e venda de energia elétrica do sistema interligado brasileiro serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE;

que os critérios de contabilização e faturamento de energia elétrica no curto prazo, foram estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 222, de 30 de junho de 1999;

a necessidade de aprimorar as condições para a comercialização de energia não assegurada disponível no sistema interligado brasileiro;

as contribuições obtidas na Consulta Pública nº 011/98, realizada no período de 14 de dezembro de 1998 a 15 de janeiro de 1999, resolve:

Art. 1º Estabelecer as condições para a comercialização de energia não assegurada, para consumidores do grupo tarifário "A".

Parágrafo único. Para os efeitos desta Resolução, entende-se por energia não assegurada a energia elétrica disponível, suplementar à energia assegurada total do sistema interligado, que pode ser fornecida ou ter seu fornecimento interrompido em função das condições de atendimento definidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Art. 2º A partir de 1º de julho de 1999, os consumidores classificados no grupo tarifário "A", que desejarem adquirir energia não assegurada, deverão celebrar contratos específicos que estabelecerão a predisposição em consumir esta energia.

§ 1º Os contratos de que trata este artigo deverão ser firmados com o concessionário local de distribuição caso o consumidor não se enquadre nos critérios definidos nos arts. 15 e 16 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995.

§ 2º Caso o consumidor se enquadre nos critérios referidos no parágrafo anterior, os contratos de que trata este artigo poderão ser firmados com qualquer autorizado para comercialização, concessionário de distribuição, concessionário ou autorizado de geração de energia elétrica.

§ 3º Os contratos referidos terão vigência de, no mínimo, um ano, e deverão estabelecer os montantes requeridos mensalmente nos períodos de ponta e fora de ponta, definidos na Resolução nº 222, de 30 de junho de 1999.

§ 4º Os montantes médios requeridos no período de ponta deverão ser iguais ou inferiores aos montantes médios requeridos no período fora de ponta.

§ 5º A energia não assegurada contratada será apurada através de medição específica.

§ 6º Caso seja inviável a medição referida no parágrafo anterior, deverá ser estabelecido no respectivo contrato de energia não assegurada, para fins de contabilização, um consumo de referência de energia firme para cada um dos períodos de ponta e fora de ponta, com base no contrato principal de energia do consumidor.

Art. 3º O ONS deverá enviar à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e ao MAE, até o dia 27 de cada mês anterior ao do atendimento, os custos marginais de operação na ponta e fora de ponta e as condições de oferta da energia não assegurada em cada subsistema do sistema interligado.

Parágrafo único. O fornecimento de energia não assegurada poderá ser suspenso pelo ONS, a qualquer momento, em decorrência de condições do sistema elétrico interligado que o inviabilizem.

Art. 4º A ANEEL publicará as tarifas de curto prazo para os horários de ponta e fora de ponta de cada sub-sistema do sistema interligado, conforme Resolução nº 222, de 30 de junho de 1999.

§ 1º O fornecimento de energia não assegurada será faturado pelo autorizado para comercialização, concessionário de distribuição, concessionário ou autorizado de geração de energia elétrica, mediante a aplicação das tarifas referidas neste artigo, acrescidas do percentual de dez por cento pelo uso eventual do sistema elétrico e de uma parcela fixa de R\$ 1,00/MWh a título de compensação dos custos de comercialização.

§ 2º Em qualquer das hipóteses referidas nos § 1º e 2º do art. 2º desta Resolução, caso o consumidor esteja conectado a um concessionário de distribuição, o percentual de dez por cento referido no parágrafo anterior se destinará a este concessionário.

§ 3º O consumidor pagará pelo consumo efetivo de energia não assegurada no período de ponta e pelo consumo faturável de energia no período fora de ponta.

§ 4º O consumo médio faturável de energia no período fora de ponta corresponderá ao maior valor entre o consumo médio efetivo neste período e o consumo médio efetivo no período de ponta.

Art. 5º Os contratos de energia não assegurada celebrados nos termos desta Resolução deverão ser encaminhados ao MAE e ao ONS.

Art. 6º Ficam suspensas, a partir de 1º de julho de 1999, a oferta, pelo sistema interligado, das energias especiais ETST (Energia Temporária para Substituição), ES (Energia Sazonal), EST (Energia Elétrica de Sobra Temporária), a energia estabelecida pela Portaria nº. 1063, de 30 de agosto de 1993, e ETAI (Energia Térmica de Alta Interruptibilidade).

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 8º Revogam-se as Portarias DNAEE nºs 300 e 301, de 17 de dezembro de 1991, nº 26, de 24 de janeiro de 1992, nº 106, de 03 de abril de 1992, nº 127, de 29 de abril de 1992, nº 162, de 28 de maio de 1992, nº 303, de 27 de abril de 1993, nº 371, de 12 de maio de 1993, nº 1.063, de 30 de agosto de 1993, nº 1.236, de 15 de outubro de 1993, nº 1.576, de 29 de dezembro de 1993, e nº 122, de 13 de abril de 1995.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 228, DE 15 DE JULHO DE 1999.

Autoriza a Vale do Rio Doce Energia S.A., a comercializar energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto no art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com as alterações da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, na Resolução ANEEL nº 265, de 13 de agosto de 1998, e o que consta do Processo nº 48500.002229/99-41, resolve:

Art. 1º Autorizar a Vale do Rio Doce Energia S.A., inscrita no C.G.C nº 02.207.392/0001-80, com sede na Avenida Graça Aranha nº 26, 19º andar, na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, a atuar como Agente Comercializador de Energia Elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

Art. 2º Em decorrência da presente Autorização, constituem obrigações da Autorizada:

I – encaminhar à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, nos prazos e condições que forem estabelecidos, as informações referentes à compra e venda de energia elétrica;

II – recolher a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, nas condições e prazos estabelecidos pela ANEEL;

III – submeter-se à fiscalização da ANEEL; e

IV – submeter-se a toda e qualquer regulamentação de caráter geral que venha a ser estabelecida pela ANEEL, especialmente aquelas relativas à comercialização de energia elétrica, nos termos desta Autorização.

Parágrafo único. Pelo descumprimento das recomendações e determinações da ANEEL, decorrentes da comercialização de energia elétrica na qualidade de Agente Comercializador, a Autorizada ficará sujeita a penalidades estabelecidas na legislação.

Art. 3º É vedado à Autorizada deter ativos vinculados a bens e instalações de energia elétrica para exercício da atividade de Agente Comercializador de Energia Elétrica.

Art. 4º A presente Autorização poderá ser revogada nas seguintes situações:

I – a Autorizada comercializar a energia elétrica em desacordo com as prescrições da legislação específica e desta Resolução;

II – a Autorizada permanecer por mais de vinte e quatro meses contínuos sem atuar no mercado, ou de dispor de contrato de compra e venda de energia elétrica por igual período;

III- deixar de atender os requisitos de garantia financeira exigidos pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE;

IV- em caso de descumprimento das obrigações decorrentes desta Autorização; ou

V - por solicitação da Autorizada.

Art. 5º A comercialização de energia elétrica fora do âmbito do MAE, por parte da Autorizada, deverá estar lastreada por garantias ajustadas entre as partes de valor equivalente, no mínimo, a cinquenta por cento do valor de compra e venda contratado.

Art. 6º Em nenhuma hipótese a revogação da Autorização acarretará à ANEEL qualquer responsabilidade em relação aos encargos, ônus, obrigações ou compromissos assumidos pela Autorizada com relação a terceiros, inclusive aqueles relativos aos seus empregados.

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

(*) RESOLUÇÃO Nº 232, DE 27 DE JUNHO DE 1999.

Homologa os montantes de energia e potência assegurada das usinas hidrelétricas pertencentes aos concessionários das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, para período de 1999 a 2002.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com Deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e no art. 21 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e considerando que:

a cada usina hidrelétrica despachada centralizadamente corresponde um montante de energia e potência assegurada, os quais devem ser homologados pela ANEEL;

os montantes de energia e potência assegurada foram considerados nos contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica;

as regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, deverão estabelecer o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, do qual participarão as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, resolve:

Art. 1º Homologar os montantes de energia e potência assegurada das usinas hidrelétricas, para o período de 1999 a 2002, pertencentes aos concessionários das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, constantes dos Anexos I e II desta Resolução.

§ 1º Os montantes de energia assegurada das usinas hidrelétricas, constantes do Anexo I, serão considerados para alocação do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, conforme dispõe o art. 21 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

§ 2º Os montantes de potência assegurada das usinas hidrelétricas, constantes do Anexo II, serão considerados como referência para determinação da disponibilidade de demanda de energia elétrica, dos concessionários das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

(*) **RETIFICAÇÃO** : Na Resolução ANEEL nº 232/1999, publicada no D.O de 02.08.1999, seção 1, p. 20 a 23, onde se lê: RESOLUÇÃO Nº 232, DE 27 DE JUNHO DE 1999, leia-se: RESOLUÇÃO Nº 232, DE 27 DE JULHO DE 1999.

ANEXO I

ENERGIAS ASSEGURADAS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS PERTENCENTES À EMPRESAS DAS REGIÕES SUL, SUDESTE, CENTRO-OESTE, NORTE E NORDESTE, PARA O PERÍODO DE 1999 A 2002 (MW médio)

Empresa/Usina	1999	2000	2001	2002
Consórcios				
Dona Francisca	-	-	74	76
Itá	-	197	741	741
Guilman-Amorim	65	65	65	65
Igarapava	107	128	128	128
Porto Estrela	-	-	27	53
Gerasul				
Passo Fundo	122	122	122	122
S. Osório	550	550	550	550
S. Santiago	715	715	715	715
CEEE				
Itaúba	203	203	203	203
Jacuí	113	113	113	113
Passo Real	65	65	65	65
Copel				
G.B.Munhoz	577	577	577	577
G.P.Souza	126	126	126	126
Salto Caxias	543	612	612	612
Segredo	615	615	615	615
CDSA				
C. Dourada	423	423	423	423
Cemig				
Camargos	17	17	17	17
Emborcação	559	559	559	559
Itutinga	27	27	27	27
Jaguara	329	329	329	329
Miranda	180	180	180	180
Nova Ponte	301	301	301	301
Salto Grande	71	71	71	71
São Simão	1207	1207	1207	1207
Três Marias	243	243	243	243
Volta Grande	250	250	250	250
Cesp				
Complexo de Ilha Solteira	1962	1962	1962	1962
Jaguari	9	9	9	9
Jupia	1007	1007	1007	1007
P. Primavera	287	484	787	787
Paraibuna	43	43	43	43

Paranapanema				
A.A. Laydner	54	54	54	54
Canoas I	58	64	64	64
Canoas II	43	52	52	52
Capivara	315	315	315	315
L.N. Garcez	54	54	54	54
Rosana	195	195	195	195
Taquaruçu	226	226	226	226
Xavantes	190	190	190	190
Tietê				
A. Vermelha	795	795	795	795
A.S. Lima	60	60	60	60
A.S. Oliveira	14	14	14	14
B. Bonita	40	40	40	40
Caconde	34	34	34	34
Euc. Cunha	49	49	49	49
Ibitinga	69	69	69	69
N. Avanhanda.	132	132	132	132
Promissão	92	92	92	92
Emae				
H. Borden	141	141	141	141
Escelsa				
Mascarenhas	96	96	96	96
Furnas				
Corumbá I	192	192	192	192
Estreito	588	588	588	588
Funil	114	114	114	114
Furnas	679	679	679	679
Itumbiara	1028	1028	1028	1028
M. Moraes	286	286	286	286
Marimbondo	707	707	707	707
P. Colômbia	209	209	209	209
Serra da Mesa	694	694	694	694
Light				
Fontes A	38	38	38	38
Fontes B e C	97	97	97	97
I. dos Pombos	78	78	78	78
N. Peçanha	338	338	338	338
P. Passos	49	49	49	49
Santa Branca	26	28	28	28
Lajes	0	3	28	28
Eletronorte				
Tucuruí	2983	2983	2983	2983
Chesf				

Boa Esperança	135	135	135	135
Itaparica	883	883	883	883
Complexo Paulo Afonso	2059	2059	2059	2059
Sobradinho	447	447	447	447
Xingo	2144	2144	2144	2144
Celipa				
Curuá-Una	21	21	21	21

ANEXO II

POTÊNCIAS ASSEGURADAS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS PERTENCENTES À EMPRESAS DAS REGIÕES SUL, SUDESTE, CENTRO-OESTE, NORTE E NORDESTE, PARA O PERÍODO DE 1999 (MW)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consórcios												
Guilman-Amorim	136	136	136	136	136	136	136	136	102	102	102	102
Igarapava	41	41	82	41	123	54	165	124	165	165	165	206
Gerasul												
Slt. Santiago	1.291	1.292	1.296	1.302	1.311	1.320	1.316	1.307	1.300	1.302	1.297	1.281
Salto Osório	1.051	1.051	1.051	1.051	1.049	1.048	1.047	1.050	1.049	1.049	1.050	873
Passo fundo	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
CEEE												
Passo Real	142	144	145	146	148	147	147	145	145	144	142	140
Jacuí	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	148	177
Itaúba	487	487	487	487	486	487	486	487	486	487	487	487
Copel												
G.B. Munhoz	1.031	1.402	1.433	1.446	1.451	1.436	1.390	1.339	1.320	1.335	994	1.314
Segredo	1.128	847	1.127	1.126	1.121	1.116	1.116	1.121	1.127	1.128	1.128	1.135
Salto Caxias	296	296	296	598	284	283	894	587	586	1.195	1.198	899
G. P. Souza	204	204	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265
CDSA												
Cach. Dourada	643	643	643	643	643	643	643	590	561	540	643	643
Cemig												
Camargos	43	44	45	45	44	44	43	43	42	40	40	40
Itutinga	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Jaguara	310	413	310	413	413	413	413	413	413	413	413	413
Volta Grande	370	370	370	370	277	370	370	370	370	370	370	370

Emborcação	1.076	821	1.111	1.119	1.121	1.119	1.112	1.108	1.083	1.064	1.053	792
Nova Ponte	485	488	490	491	491	491	491	493	487	484	482	481
Miranda	263	389	390	263	390	390	263	392	389	389	389	262
São Simão	1.333	1.620	1.361	1.639	1.638	1.631	1.625	1.626	1.600	1.585	1.578	1.587
Salto Grande	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Três Marias	368	311	375	313	374	373	371	371	366	362	298	362
Cesp												
Ilha Solteira	3963	3811	4136	3814	3970	3970	3971	3992	3817	3814	3798	3797
Jaguari	27	27	27	27	27	27	27	27	26	26	26	26
Jupia	1.425	1.388	1.375	1.436	1.483	1.490	1.388	1.400	1.495	1.494	1.491	1.476
P. Primavera	295	295	295	295	295	295	295	297	295	295	393	393
Paraibuna	76	77	78	79	79	78	77	77	75	74	74	75
Paranapanema												
A. A. Laydner	95	95	95	95	47	47	47	49	48	48	95	95
Canoas I	27	0	54	54	54	54	54	55	81	81	81	81
Canoas II	0	23	0	47	47	70	70	70	70	70	70	70
Capivara	587	594	601	602	603	603	603	603	593	588	586	582
L. N. Garcez	53	53	71	53	53	53	53	54	53	53	53	53
Rosana	363	363	363	363	363	363	363	366	363	363	363	363
Taquaruçu	541	541	541	541	541	541	541	545	541	541	541	541
Xavantes	384	387	195	392	392	392	391	392	386	384	383	383
Tietê												
A. Vermelha	1.325	1.332	1.338	1.339	1.339	1.339	1.336	1.341	1.326	1.321	1.318	1.317
A. S. Lima	141	141	94	94	95	94	143	143	142	142	142	141
A. S. Oliveira	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Barra Bonita	123	128	130	130	129	129	128	127	122	120	119	119
Caconde	69	71	72	73	73	35	35	34	33	67	67	67
E. da Cunha	100	75	75	75	100	100	100	100	100	100	100	100
Ibitinga	125	124	122	122	123	123	123	125	126	127	127	127
N. Avanhand.	339	339	339	339	339	339	339	341	339	339	339	339
Promissão	168	169	255	255	255	255	254	256	253	252	252	252
Emae												
Henry Borden	832	866	802	866	866	866	866	798	739	739	739	739
Escelsa												
Mascarenhas	122	122	122	122	122	122	78	82	82	82	122	122

Furnas												
Corumbá I	347	355	239	239	356	236	350	232	339	221	220	337
Estreito	1.074	896	1.074	1.076	1.076	1.076	1.076	1.083	1.076	1.076	1.076	1.076
Funil	204	211	213	214	214	214	213	211	206	200	195	196
Furnas	1.077	1.242	1.250	1.253	1.251	1.248	1.245	1.248	1.231	1.222	1.217	1.066
Itumbiara	1.690	2.069	2.111	2.135	2.137	2.130	2.112	2.094	1.694	1.659	1.970	1.651
M. de Moraes	411	375	428	436	437	434	429	284	412	403	399	403
Marimbond o	1.117	1.145	1.342	1.368	1.373	1.189	1.179	1.332	1.130	1.108	1.255	1.256
P. Colômbia	320	320	240	240	320	320	320	242	240	320	320	320
Serra da mesa	1.205	1.211	1.217	814	814	1.219	811	816	1.208	802	799	1.199
Light												
Fontes A	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Fontes BC	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
I. dos Pombos	177	178	178	149	98	98	98	98	98	98	98	177
Nilo Peçanha	371	371	371	371	324	324	324	324	324	324	371	371
P. Passos	98	98	98	98	49	49	49	98	98	98	98	98
Santa Branca	24	24	24	48	48	48	48	48	48	48	48	48
Eletronorte												
Tucuruí	3267	3222	3164	3160	3319	3518	3580	3530	3439	3345	3269	3300
Chesf												
Boa Esperança	214	216	170	161	162	162	157	156	168	167	211	212
Complexo Paulo Afonso	4033	3697	3688	3723	3962	3964	3770	3742	4004	3315	3509	4003
Itaparica	1412	1412	1439	1439	1195	1201	1425	1445	1196	1423	1187	1167
Sobradinho	930	955	973	976	998	994	967	968	930	901	885	887
Xingo	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2820	2820	2350
Celpe												
Curuá-Una	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29

POTÊNCIAS ASSEGURADAS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS PERTENCENTES À EMPRESAS DAS REGIÕES SUL, SUDESTE, CENTRO-OESTE, NORTE E NORDESTE, PARA O PERÍODO DE 2000 (MW)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consórcios												
Guilman-Amorim	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136
Igarapava	206	206	206	206	165	206	206	165	206	165	206	165
Gerasul												
Slr.	1290	1290	1296	1301	1313	1322	1316	1308	1300	976	973	1281

Santiago												
Salto Osório	1051	1051	1051	1051	1049	1048	1048	1051	1050	1050	1050	1052
Itá	-	-	-	-	-	-	30	30	30	40	40	40
Passo fundo	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
CEEE												
Passo Real	141	141	142	142	143	144	143	142	143	142	141	138
Jacuí	177	177	177	148	177	177	177	177	177	148	177	177
Itaúba	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487
Copel												
G.B. Munhoz	1373	1401	1074	1447	1450	1437	1394	1351	1337	1006	1333	1325
Segredo	1128	846	1126	1125	1120	1115	1115	1122	1128	1128	1128	1136
Salto Caxias	899	1199	1199	899	897	1194	896	1197	1197	1195	898	1198
G. P. Souza	265	265	265	265	265	199	265	265	265	265	265	265
CDSA												
Cach. Dourada	643	643	643	643	590	643	643	561	643	540	643	643
Cemig												
Camargos	38	41	43	22	42	40	38	36	33	30	30	31
Itutinga	38	51	38	38	51	38	51	51	51	51	51	51
Jaguara	413	413	413	413	413	413	413	413	413	413	413	310
Volta Grande	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
Emborcação o	1035	788	1071	1086	1091	1089	1081	1066	1045	1024	1009	1008
Nova Ponte	474	478	482	483	482	480	477	474	471	468	311	466
Miranda	388	388	263	389	389	263	389	388	388	387	387	387
São Simão	1624	1637	1642	1645	1645	1642	1640	1634	1626	1348	1612	1346
Salto Grande	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Três Marias	291	299	303	304	362	358	352	347	340	332	326	329
Cesp												
Ilha Solteira	3960	3977	3971	3814	3979	3821	3970	3968	3964	3959	3957	3956
Jaguari	26	26	27	27	27	27	27	27	26	26	26	26
Jupia	1404	1373	1366	1425	1461	1462	1466	1468	1364	1364	1363	1350
P. Primavera	393	195	295	491	319	319	491	492	492	492	590	590
Paraibuna	76	77	78	79	79	78	77	76	75	74	74	75
Paranapanema												
A. A. Laydner	91	92	93	93	93	92	91	91	90	89	89	88
Canoas I	81	54	54	54	54	54	81	81	54	81	54	81

Canoas II	70	70	70	70	70	70	47	70	70	47	70	47
Capivara	557	573	586	584	578	569	558	411	536	528	524	530
L. N. Garcez	52	52	52	52	52	70	70	70	70	70	70	70
Rosana	363	363	272	363	363	362	363	363	363	272	363	363
Taquaruçu	432	541	541	433	541	540	541	541	433	541	541	541
Xavantes	369	373	377	379	379	377	375	371	367	365	363	363
Tietê												
A. S. Lima	141	141	141	141	142	141	142	142	142	142	142	141
A. S. Oliveira	15	15	15	15	31	31	31	31	31	31	31	31
A. Vermelha	1332	1338	1344	1345	1345	1344	1343	1339	1334	1328	1325	1325
Barra bonita	123	127	130	131	132	132	130	127	123	120	119	119
Caconde	161169	71	72	73	74	73	72	71	68	35	66	67
E. da Cunha	100	100	100	100	75	75	75	75	100	100	100	100
Ibitinga	122	121	120	120	120	120	81	81	81	81	81	81
N. Avanhand.	226	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339
Promissão	254	255	256	256	256	256	255	255	254	253	253	253
Emae												
Henry Borden	798	735	735	734	734	798	832	832	833	833	866	866
Escelsa												
Mascarenhas	126	126	126	130	130	130	130	86	130	130	130	130
Furnas												
Corumbá I	337	346	235	354	235	231	335	214	308	203	308	319
Estreito	1075	896	1075	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076
Funil	204	211	213	214	214	214	213	210	206	200	195	196
Furnas	1047	1216	1229	1235	1233	1229	1223	1214	1200	1181	1020	1020
Itumbiara	1716	2093	2129	1791	2154	2151	2142	2116	2079	2046	2033	1693
M. de Moraes	416	383	437	297	446	441	434	425	414	406	405	407
Marimbondo	1165	1194	1385	1404	1233	1228	1219	1372	1179	1332	1323	1318
P. Colômbia	320	320	240	240	240	320	320	240	240	320	320	320
Serra da mesa	1170	1181	1194	1199	1198	1193	1185	1177	1167	1157	1147	1148
Light												
Fontes A	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Fontes B e C	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
I. dos Pombos	185	185	185	134	133	185	185	184	184	185	185	185
Lajes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	14	14
Nilo	371	371	371	371	302	302	302	302	371	371	371	371

Peçanha												
P. Passos	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
Santa Branca	48	48	48	48	48	48	48	48	20	20	48	48
Eletronorte												
Tucuruí	3273	3213	3157	3154	3313	3501	3581	3560	3495	3414	3363	3348
Chesf												
Boa Esperança	214	168	217	218	219	219	218	217	167	213	211	212
Complexo Paulo Afonso	3960	3949	3568	3579	3663	3896	3906	3694	4159	3665	3994	3664
Itaparica	1181	1188	1195	1199	960	1201	1200	1438	1195	1175	1168	1447
Sobradinho	924	966	816	820	1001	1000	987	955	767	741	875	933
Xingo	2350	2350	2820	2820	2350	2350	2350	2350	2850	2820	2350	2350
Celpe												
Curuá-Una	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29

POTÊNCIAS ASSEGURADAS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS PERTENCENTES À EMPRESAS DAS REGIÕES SUL, SUDESTE, CENTRO-OESTE, NORTE E NORDESTE, PARA O PERÍODO DE 2001 (MW)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consórcios												
Dona Francisca	61	61	61	122	122	122	122	122	122	122	122	122
Guilman-Amorim	136	136	136	136	136	136	102	102	102	102	136	136
Igarapava	206	165	206	165	206	206	206	206	206	206	206	206
Porto Estrela	-	-	-	-	24	24	24	48	48	48	48	48
Gerasul												
Slt. Santiago	1305	1306	1311	986	992	1328	1317	1304	1295	1296	1298	1290
Salto Osório	1051	1051	1051	1051	1049	871	1047	1050	1049	1049	1050	1050
Itá	533	533	533	814	812	812	1092	1089	1090	1092	1096	1097
Passo fundo	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
CEEE												
Passo Real	146	146	146	70	148	147	148	147	147	146	145	144
Jacuí	177	148	148	177	177	177	177	177	177	177	177	177
Itaúba	426	426	426	487	486	487	486	487	486	487	487	487
Copel												
G.B. Munhoz	1400	1067	1085	1455	1457	1432	1379	1329	1306	994	1344	1347
Segredo	1122	1120	1117	1116	1114	833	1114	1122	1127	1127	1128	850

Salto Caxias	899	1199	1199	899	1196	1194	895	1197	1196	1195	898	1198
G. P. Souza	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265
CDSA												
Cach. Dourada	643	643	643	643	590	643	643	544	643	540	643	643
Cemig												
Camargos	43	44	45	45	44	44	44	43	42	20	21	41
Itutinga	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Jaguara	413	310	413	413	413	413	413	413	413	413	413	413
Volta Grande	370	370	277	370	370	370	370	370	370	370	370	370
Emborcação	812	1099	835	1121	1123	1121	1116	1107	1091	1073	1061	1062
Nova Ponte	486	326	491	492	492	492	491	491	488	486	483	322
Miranda	389	389	390	390	390	390	390	389	389	263	389	389
São Simão	1610	1626	1637	1366	1641	1636	1629	1623	1610	1330	1592	1601
Salto Grande	100	100	100	47	100	53	100	100	100	100	100	100
Três Marias	308	312	376	376	375	374	372	370	368	365	303	365
Cesp												
Ilha Solteira	3965	3969	3972	3972	3972	3972	3968	3966	3963	3959	3960	3960
Jaguari	26	26	27	14	27	27	27	27	26	26	26	26
Jupia	1414	1374	1264	1319	1463	1466	1472	1477	1479	1482	1374	1361
P. Primavera	590	590	688	786	688	885	885	786	786	983	885	885
Paraibuna	76	77	78	79	40	78	77	76	75	74	37	75
Paranapanema												
A. A. Laydner	94	95	95	95	95	95	95	95	95	94	94	94
Canoas I	54	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Canoas II	70	47	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Capivara	582	590	596	596	595	595	596	590	437	580	578	574
L. N. Garcez	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Rosana	363	363	363	272	363	362	363	272	363	363	363	363
Taquaruçu	541	541	541	541	541	432	541	541	541	541	541	541
Xavantes	385	388	390	392	392	392	391	389	387	385	384	383
Tietê												
A. S. Lima	141	140	141	141	142	141	142	142	142	142	142	141
A. S. Oliveira	15	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
A. Vermelha	1329	1335	1340	1342	1342	1342	1341	1338	1333	1106	1324	1323
Barra Bonita	125	129	131	131	130	129	129	95	124	122	120	120
Caconde	70	72	73	73	73	73	72	71	69	68	68	68
E. da	100	100	100	100	100	75	75	75	100	75	100	100

[illegible]

Celpe												
Curuá-Una	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29

POTÊNCIAS ASSEGURADAS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS PERTENCENTES À EMPRESAS DAS REGIÕES SUL, SUDESTE, CENTRO-OESTE, NORTE E NORDESTE, PARA O PERÍODO DE 2002 (MW)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consórcios												
Dona Francisca	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122
Guilman-Amorim	136	136	136	136	136	136	102	102	102	102	136	136
Igarapava	206	165	206	165	206	206	206	206	206	206	206	206
Porto Estrela	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
Gerasul												
Slt. Santiago	1305	1306	1311	986	992	1328	1317	1304	1295	1296	1298	1290
Salto Osório	1051	1051	1051	1051	1049	871	1047	1050	1049	1049	1050	1050
Itá	533	533	533	814	812	812	1092	1089	1090	1092	1096	1097
Passo fundo	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
CEEE												
Passo Real	146	146	146	70	148	147	148	147	147	146	145	144
Jacuí	177	148	148	177	177	177	177	177	177	177	177	177
Itaúba	426	426	426	487	486	487	486	487	486	487	487	487
Copel												
G.B. Munhoz	1400	1067	1085	1455	1457	1432	1379	1329	1306	994	1344	1347
Segredo	1122	1120	1117	1116	1114	833	1114	1122	1127	1127	1128	850
Salto Caxias	899	1199	1199	899	1196	1194	895	1197	1196	1195	898	1198
G. P. Souza	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265
CDSA												
Cach. Dourada	643	643	643	643	590	643	643	544	643	540	643	643
Cemig												
Camargos	43	44	45	45	44	44	44	43	42	20	21	41
Itutinga	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Jaguara	413	310	413	413	413	413	413	413	413	413	413	413
Volta Grande	370	370	277	370	370	370	370	370	370	370	370	370
Emborcação	812	1099	835	1121	1123	1121	1116	1107	1091	1073	1061	1062
Nova Ponte	486	326	491	492	492	492	491	491	488	486	483	322
Miranda	389	389	390	390	390	390	390	389	389	263	389	389

São Simão	1610	1626	1637	1366	1641	1636	1629	1623	1610	1330	1592	1601
Salto Grande	100	100	100	47	100	53	100	100	100	100	100	100
Três Marias	308	312	376	376	375	374	372	370	368	365	303	365
Cesp												
Ilha Solteira	3965	3969	3972	3972	3972	3972	3968	3966	3963	3959	3960	3960
Jaguari	26	26	27	14	27	27	27	27	26	26	26	26
Jupiá	1414	1374	1264	1319	1463	1466	1472	1477	1479	1482	1374	1361
P. Primavera	590	590	688	786	688	885	885	786	786	983	885	885
Paraibuna	76	77	78	79	40	78	77	76	75	74	37	75
Paranapanema												
A. A. Laydner	94	95	95	95	95	95	95	95	95	94	94	94
Canoas I	54	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Canoas II	70	47	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Capivara	582	590	596	596	595	595	596	590	437	580	578	574
L. N. Garcez	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Rosana	363	363	363	272	363	362	363	272	363	363	363	363
Taquaruçu	541	541	541	541	541	432	541	541	541	541	541	541
Xavantes	385	388	390	392	392	392	391	389	387	385	384	383
Tietê												
A. S. Lima	141	140	141	141	142	141	142	142	142	142	142	141
A. S. Oliveira	15	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
A. Vermelha	1329	1335	1340	1342	1342	1342	1341	1338	1333	1106	1324	1323
Barra Bonita	125	129	131	131	130	129	129	95	124	122	120	120
Caconde	70	72	73	73	73	73	72	71	69	68	68	68
E. da Cunha	100	100	100	100	100	75	75	75	100	75	100	100
Ibitinga	125	82	81	81	81	81	82	83	83	126	126	126
N. Avanhand.	339	339	339	339	339	226	339	339	339	339	339	339
Promissão	253	254	255	255	256	255	255	255	254	253	253	252
Emae												
Henry Borden	803	803	803	803	866	827	827	827	828	828	759	867
Escelsa												
Mascarenhas	130	130	130	130	130	130	130	86	130	130	130	130
Furnas												
Corumbá I	350	356	239	359	357	237	351	231	339	223	221	339
Estreito	1074	896	1074	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076
Funil	204	211	213	214	214	214	213	210	206	200	195	196

[illegible]

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 233, DE 29 DE JULHO DE 1999

Estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no § 2º do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, no § 2º do art. 15 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, na Resolução ANEEL nº 266, de 13 de agosto de 1998, e considerando que:

é livre a negociação na compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, em complemento aos volumes dos contratos iniciais;

a fórmula de regulação econômica constante dos contratos de concessão de serviços públicos de distribuição contempla o repasse do custo da compra de energia elétrica para as tarifas de fornecimento;

em razão do disposto no § 2º do art. 10 da Lei nº 9.648, compete a ANEEL estabelecer limites para o repasse do custo da compra de energia elétrica para as tarifas de fornecimento aos consumidores cativos;

é responsabilidade da ANEEL garantir a modicidade tarifária, estimular a expansão da oferta e a compra eficiente de energia e definir mecanismos de proteção ao consumidor de energia elétrica;

o processo de Audiência Pública nº 002/99 permitiu a contribuição dos agentes do setor elétrico e da sociedade em geral ao presente instrumento regulatório;

é diretriz do Governo Federal aumentar a diversidade da matriz energética brasileira, incentivando o desenvolvimento de fontes energéticas renováveis e o uso do carvão nacional, resolve:

Art. 1º Alterar os arts. 1º, 2º, 3º, 4º e 5º da Resolução ANEEL nº 266, de 13 de agosto de 1998, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 1º Estabelecer limites para o repasse dos preços de compra de energia elétrica para as tarifas de concessionários e permissionários de distribuição.”

“Art. 2º O custo da compra de energia elétrica, a ser considerado nos reajustes previstos nos Contratos de Concessão, será obtido de acordo com a seguinte fórmula:

.....
Onde:

I – CE será o custo das compras de energia elétrica necessárias para atendimento ao mercado de referência, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$;

II –

III – PCI será o preço das compras de energia elétrica referentes aos contratos iniciais, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$/MWh;

IV – TCI será o valor dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, referentes às compras de energia elétrica realizadas por meio dos contratos iniciais, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$;

V –

VI – PCE_i será o preço de repasse da compra de energia elétrica relativa ao contrato bilateral "i" livremente negociado, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, conforme disposto no art. 3º desta Resolução e expresso em R\$/MWh;

VII – MCP será o volume das compras de curto prazo de energia elétrica, necessárias ao atendimento do mercado de referência, no período de referência, expresso em MWh;

VIII – VNC será o valor normativo definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para valoração das compras de curto prazo, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$/MWh; e

IX – TCE será o valor dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, complementares aos encargos relativos aos contratos iniciais, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$.

§ 1º Incluem-se na parcela MCI, definida neste artigo, os contratos de compra de energia elétrica decorrentes da privatização da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e da Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. - CDSA, firmados anteriormente à Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, bem como os provenientes da compra de energia elétrica oriunda da Itaipu Binacional.

§ 2º Entende-se por compras de energia elétrica de curto prazo aquelas realizadas no mercado de curto prazo do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, ou por meio de contratos bilaterais de prazo inferior a vinte e quatro meses.

§ 3º Na aplicação da fórmula apresentada no *caput* deste artigo, o volume MCP obedecerá as limitações estabelecidas no art. 4º desta Resolução.

§ 4º"

"Art. 3º"

§ 1º

– PB _i

– VN_i o Valor Normativo, vigente na época da contratação do contrato bilateral “i”, definido pela ANEEL, expresso em R\$/MWh.

§ 2º

I – quando o valor de PB_i for maior ou igual a $1,15 \times VN_i$, o valor de PCE_i será igual a $1,115 \times VN_i$;

II – quando o valor de PB_i for menor que $1,15 \times VN_i$ e maior ou igual a $1,1 \times VN_i$, o valor de PCE_i será igual a $0,5 \times PB_i + 0,54 \times VN_i$;

III – quando o valor de PB_i for menor que $1,1 \times VN_i$ e maior ou igual a $1,05 \times VN_i$, o valor de PCE_i será igual a $0,8 \times PB_i + 0,21 \times VN_i$;

IV – quando o valor de PB_i for menor que $1,05 \times VN_i$ e maior ou igual a $0,95 \times VN_i$, o valor de PCE_i será igual a PB_i;

V – quando o valor de PB_i for menor que $0,95 \times VN_i$ e maior ou igual a $0,9 \times VN_i$, o valor de PCE_i será igual a $0,8 \times PB_i + 0,19 \times VN_i$;

VI – quando o valor de PB_i for menor que $0,9 \times VN_i$, e maior ou igual a $0,85 \times VN_i$, o valor de PCE_i será igual a $0,5 \times PB_i + 0,46 \times VN_i$, e

VII – quando o valor de PB_i for menor que $0,85 \times VN_i$, o valor de PCE_i será igual a $0,885 \times VN_i$.

§ 3º Os Valores Normativos poderão ser diferenciados por tipo de fonte energética ou por regiões geográficas dos sistemas interligados.

§ 4º Os procedimentos de repasse dos preços das compras de energia elétrica para as tarifas de fornecimento, estabelecidos nesta Resolução, permanecerão em vigor enquanto as condições de mercado assim o exigirem, resguardando-se os contratos firmados durante a vigência de tais critérios.”

“Art. 4º Os volumes das compras de energia elétrica de curto prazo, que excedam o limite previsto no art. 6º da Resolução ANEEL nº 249, de 11 de agosto de 1998, não serão considerados para fins de repasse, exceto no caso em que esse limite for superado por motivo de força maior.”

“Art. 5º Os gastos realizados com a compra de energia elétrica no curto prazo, decorrente da aplicação do ANEXO V – Redução da Energia Contratada em Situação Hidrológica Crítica, dos Contratos Iniciais, terão repasse para as tarifas dos concessionários e permissionários de distribuição através de solicitação de revisão específica à ANEEL.”

DO ESTABELECIMENTO DOS VALORES NORMATIVOS

Art. 2º Estabelecer na forma que se segue, os Valores Normativos de que trata a Resolução nº 266, de 13 de agosto de 1998.

§ 1º Os Valores Normativos poderão ser revistos, a critério da ANEEL, anualmente ou na ocorrência de mudanças estruturais relevantes na cadeia de produção de energia elétrica e considerarão os projetos em desenvolvimento, as expansões previstas do parque gerador, a atualização dos custos dos

empreendimentos, os contratos bilaterais firmados entre os agentes e as políticas e diretrizes do Governo Federal.

§ 2º Os Valores Normativos são aqueles constantes da tabela em anexo, definidos por tipo de fonte de geração.

§ 3º Para os contratos com fonte de geração não especificada adotar-se-á o Valor Normativo da linha "Competitiva", constante da tabela mencionada.

§ 4º Como estímulo para os contratos a partir de processo de co-geração, adotar-se-á para estes o Valor Normativo da respectiva fonte, constante da tabela mencionada.

Art. 3º A cada contrato de compra de energia elétrica, de prazo igual ou superior a vinte e quatro meses, firmado por concessionário ou permissionário de distribuição, será associado um Valor Normativo.

§ 1º Os contratos referidos neste artigo deverão ser registrados na ANEEL para efeito de aplicação do disposto nesta Resolução.

§ 2º Para fins de comparação com o Valor Normativo, o preço da energia constante do contrato será considerado no ponto comum de referência do submercado onde se situa o concessionário ou permissionário de distribuição comprador de energia, de acordo com o previsto no art. 15 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

§ 3º O Valor Normativo de que trata este artigo será aquele vigente na data de registro do contrato, devendo ser este o valor de referência a ser considerado durante toda a vigência do contrato.

§ 4º No ato de registro do contrato de compra de energia, o concessionário ou permissionário de distribuição, deverá apresentar os valores dos fatores de ponderação K_{1i} , K_{2i} e K_{3i} , devidamente justificados, respeitando os limites estabelecidos na tabela anexa, que, após aprovação da ANEEL, serão considerados durante toda a vigência do contrato.

Art. 4º Para efeito do reajuste anual contratual das tarifas dos concessionários e permissionários de distribuição será considerado o montante de energia comprada em função do Mercado de Referência, conforme definido nos respectivos Contratos de Concessão, valorado pelos preços contratuais vigentes na "Data do Reajuste em Processamento" - DRP e na "Data de Referência Anterior" - DRA, limitados pela aplicação do disposto nesta Resolução.

§ 1º Para aplicação do limite de repasse dos preços contratuais, o Valor Normativo estabelecido para cada contrato de compra de energia, será atualizado para o mês do último reajuste do contrato de compra de energia anterior à data DRP ou DRA, conforme o caso, da seguinte forma:

$$VN_i = VN_{0i} \times \left[K_{1i} \times \frac{IGPM_{1i}}{IGPM_{0i}} + K_{2i} \times \frac{COMB_{1i}}{COMB_{0i}} + K_{3i} \times \frac{IVC_{1i}}{IVC_{0i}} \right]$$

VN_i - Valor Normativo atualizado para o mês do último reajuste do contrato de compra de energia anterior a DRA ou DRP.

VN_{0i} - Valor Normativo vigente no mês de registro do contrato de compra de energia referido ao mês de publicação desta resolução.

K_{1i} - fator de ponderação do índice IGP-M.

K_{2i} - fator de ponderação do índice de combustíveis.

K_{3i} – fator de ponderação do índice de variação cambial.

$IGPM_{1i}$ – valor do índice geral de preços ao mercado, estabelecido pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, no mês anterior a data de atualização do VN.

$IGPM_{0i}$ – valor do índice geral de preços ao mercado, estabelecido pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, no mês anterior à data de entrada em vigor desta Resolução.

$COMB_{1i}$ – valor do índice do combustível, no mês anterior a data de atualização do VN.

$COMB_{0i}$ – valor do índice do combustível, no mês anterior à data de entrada em vigor desta Resolução.

IVC_{1i} – média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior a data de atualização do VN.

IVC_{0i} – média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior à data de entrada em vigor desta Resolução.

§ 2º O índice de combustível será aplicado nos contratos que utilizem derivados de petróleo ou gás natural e será obtido pela multiplicação do índice CM, definido no artigo 2º da Portaria Interministerial MF/MME nº 90, de 29 de abril de 1999, pelo índice IVC definido no § 1º deste artigo.

§ 3º A soma dos fatores de ponderação K_{1i} , K_{2i} e K_{3i} deverá ser igual a 1,0.

§ 4º Na hipótese de variações expressivas de um ou mais dos índices IGPM, COMB e IVC, entre as datas DRA e DRP, que provoquem impactos significativos no preço da energia comprada, o concessionário ou permissionário de distribuição poderá solicitar à ANEEL revisão específica das tarifas na forma disposta no seu Contrato de Concessão.

Art. 5º O Valor Normativo de Curto Prazo – VNC, de que trata esta Resolução, será o Valor Normativo - VN constante da tabela anexa para a fonte “Competitiva”, atualizado para as datas do reajuste em processamento - DRP e do reajuste anterior - DRA, pela aplicação da fórmula disposta no artigo anterior desta Resolução, considerando $K_{1i} = 1,0$.

Art. 6º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

VALORES NORMATIVOS E FATORES DE PONDERAÇÃO

FONTE	VN (R\$/MWh)	K₁ Mínimo
Competitiva (1)	57,20	0,30
Termelétrica Carvão Nacional	61,80	0,30
Pequena Central Hidrelétrica - PCH	71,30	0,30
Termelétrica Biomassa (1)	80,80	0,30
Usina Eólica	100,90	0,30
Usina Solar Foto-voltáica	237,50	0,30

Obs.:

(1) Este Valor Normativo será também utilizado para contratos oriundos de processo de co-geração qualificada a gás natural e biomassa.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 236, DE 30 DE JULHO DE 1999

Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com Deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto no art. 12 do Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, e a Portaria do Ministério da Fazenda nº 639, de 2 de dezembro de 1994, resolve:

Art. 1º Fixar as tarifas de energia no curto prazo, para os períodos de ponta e fora de ponta, com base no Custo Marginal Mensal de Operação informado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, para aplicação nos faturamentos de que tratam as Resoluções nº 222, de 30 de junho de 1999 e nº 223, de 30 de junho de 1999.

Sub-Sistema	Tarifa Marginal de Operação	Tarifa Marginal de Operação	Tarifa Marginal de Operação
	Período de Ponta TMOp	Período Fora de Ponta TMOfp	TMO
	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
Norte/Nordeste	52,05	52,05	52,05
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	117,05	43,06	49,62

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

II – outros empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas que façam uso de recursos naturais renováveis.

Art. 3º Somente farão jus ao benefício estipulado nesta Resolução os empreendimentos outorgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e que tenham, no ato da outorga, explicitada a concessão do benefício.

Art. 4º Além dos requisitos técnicos necessários à outorga dos empreendimentos, deverá ser apresentada pelo solicitante o cronograma detalhado das obras, com a data prevista para entrada em operação comercial do empreendimento, bem como o protocolo de entendimento ou compromisso negociado com o proprietário da central geradora térmica a ser substituída, estabelecendo metas e condições para o atendimento do mercado associado, quando for o caso.

DOS PROCEDIMENTOS

Art. 5º As solicitações para sub-rogação deverão ser encaminhadas à ANEEL até o dia 30 de junho do ano anterior à data de entrada em operação comercial do empreendimento, de forma a ser contemplado no Plano Anual de Combustíveis do ano seguinte, elaborado e aprovado no âmbito do Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON ou outro órgão que venha a substituí-lo.

Parágrafo único. Excepcionalmente, durante o ano de 1999, o prazo para encaminhamento das solicitações para sub-rogação será até 30 de setembro de 1999.

Art. 6º O enquadramento na sub-rogação do direito de uso da CCC far-se-á mediante a análise e aprovação da documentação do respectivo projeto, para o qual a ANEEL estabelecerá a Energia de Referência - ER.

§1º A ANEEL publicará, anualmente, os projetos que se sub-rogarão no direito de uso da CCC e as Energias de Referência estabelecidas para os mesmos.

§2º O valor da ER será estabelecido pela ANEEL com base no mercado atendido e na demanda reprimida existente, bem como na disponibilidade de energia de longo prazo do empreendimento.

§3º O valor da ER poderá ser revisto anualmente pela ANEEL, para efeito do Plano Anual de Combustíveis do GTON, por solicitação do interessado, quando, comprovadamente, a carga atendida superar o valor da ER definido para o empreendimento.

Art. 7º Os empreendimentos que se sub-rogarem no direito de uso da CCC sujeitar-se-ão à sistemática de controle definida no âmbito do GTON ou outro órgão que venha a substituí-lo.

DO CÁLCULO DOS VALORES

Art. 8º O valor mensal dos recursos da CCC a ser destinado aos beneficiários qualificados no art. 2º será determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$V_i = EC_i \times K \times (1000 \times \dots \times PC - TEH)$$

Onde:

V_i = Valor do benefício a ser pago no mês i , através da sistemática de rateio da CCC, expresso em R\$.

EC_i = Energia considerada, no mês i , para efeito de cálculo do benefício, que será igual a Energia de Referência - ER ou a Energia Verificada – EV, a que for menor, expressa em MWh.

K = fator aplicado de acordo com a data de início de operação comercial do respectivo projeto, sendo igual a nove décimos para entrada em operação até o final do ano de 2007 e a sete décimos para entrada em operação após essa data.

= consumo específico da geração termelétrica substituída, sendo limitado a 0,30 l/kWh para centrais térmicas que utilizem óleo diesel e 0,38 Kg/kWh para centrais térmicas que utilizem óleo combustível. Para projetos que visem o atendimento a novos mercados o valor de será considerado igual a 0,34 l/kWh.

PC_i = preço CIF do combustível substituído, no mês i , expresso em R\$/l ou R\$/Kg.

TEH = Tarifa de Equivalente Hidráulico, publicada pela ANEEL, expressa em R\$/MWh.

§1º Entende-se por Energia Verificada – EV, a média dos valores de energia fornecida ao mercado associado, nos últimos doze meses, expressa em MWh.

§2º No período inicial de doze meses, para o cálculo do valor da Energia Verificada (EV), deverão ser utilizados os valores da energia fornecida ao mercado, completando-se as doze parcelas necessárias ao cálculo da média, com o valor da Energia de Referência definido para o empreendimento.

DO PRAZO DE PAGAMENTO

Art. 9º Os benefícios serão pagos durante setenta e dois meses consecutivos para os aproveitamentos hidrelétricos definidos no inciso I do art. 2º e noventa e seis meses para os empreendimentos definidos no inciso II do mesmo artigo, sendo que o primeiro pagamento, em ambos os casos, ocorrerá no mês subsequente à entrada em operação comercial do empreendimento e os demais até o dia 20 do mês subsequente ao da operação.

Parágrafo único. O número de parcelas a serem pagas com recursos da CCC poderá ser inferior ao estipulado quando:

I – findar o prazo de vigência da sistemática de rateio da CCC, em maio de 2013; ou

II – o valor dos pagamentos previstos com recursos da CCC, na data de abertura do processo, atingir o percentual de setenta e cinco por cento do custo de implantação definido no projeto aprovado.

DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 10. O valor correspondente ao reembolso do combustível utilizado nas usinas que venham a ser desativadas, total ou parcialmente, em razão de aproveitamentos de potenciais hidráulicos ou de empreendimentos referidos no art. 2º, ficará automaticamente extinto na data de início do pagamento do benefício definido no art. 8º.

Art. 11. A ocorrência de interrupção da geração por um período igual ou superior a sessenta dias, independente do motivo que a tenha provocado, acarretará a suspensão do pagamento das parcelas seguintes até que o motivo da ocorrência tenha sido sanado.

Art. 12. Os produtores de energia elétrica, que se sub-rogarem no direito de uso dos recursos da CCC, nos termos desta Resolução e que venham a atender consumidores finais, deverão participar do rateio da CCC, na forma da legislação em vigor.

Art. 13. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

(*) RESOLUÇÃO Nº 247, DE 13 DE AGOSTO DE 1999.

Altera as condições gerais da prestação de serviços de transmissão e contratação do acesso, compreendendo os Contratos de Prestação do Serviço de Transmissão - CPST, Contratos de Uso dos Sistema de Transmissão - CUST e dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, vinculadas à celebração dos Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação de Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e considerando que:

compete à ANEEL regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão, bem como estabelecer os procedimentos e os critérios para identificação das instalações e dos equipamentos integrantes da Rede Básica para disponibilização ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, e demais instalações de transmissão, não incluídas na Rede Básica, que serão disponibilizadas aos interessados, mediante pagamento dos encargos correspondentes;

os Contratos de Suprimento de Energia Elétrica devem ser substituídos por Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica, Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão - CUST e Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT;

as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica, nos sistemas interligados, são executadas pelo ONS;

compete ao ONS, entre outras atividades, contratar e administrar os serviços de transmissão de energia elétrica da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;

o ONS necessita representar as empresas concessionárias detentoras das instalações de transmissão pertencentes à Rede Básica nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, incluindo a administração da cobrança e liquidação dos encargos de uso da transmissão e a execução do sistema de garantias, resolve:

DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES DA ABRANGÊNCIA, ATRIBUIÇÕES E RESPONSABILIDADES

Art. 1º A contratação da prestação dos serviços de transmissão, do acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica, essenciais à celebração dos contratos iniciais de que trata o art. 26 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, reger-se-á pelas regras contidas nesta Resolução.

Art. 2º As disposições desta Resolução aplicam-se à substituição dos Contratos de Suprimento por Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica, Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão - CPST, Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST e Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT.

§ 1º A concessionária do serviço público de energia elétrica cujo mercado é atendido, integral ou parcialmente, por geração própria que fizer parte dos contratos iniciais, submeter-se-á, igualmente, aos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de conexão de que trata esta Resolução.

§ 2º As concessionárias que já celebraram os Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica, Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão - CPST, Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST e Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, deverão adequá-los à presente Resolução.

Art. 3º Compete as concessionárias que detêm instalações de transmissão integrantes da Rede Básica informar ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, para fins de coordenação, contabilização, orientação do faturamento e operação, os valores medidos em cada ponto de conexão, observando os procedimentos de rede que serão aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em substituição às normas do Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI e do Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste - CCON.

DAS RELAÇÕES CONTRATUAIS

Art. 4º O ONS celebrará Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão - CPST com as concessionárias do serviço público de energia elétrica, detentoras de instalações de transmissão integrantes da Rede Básica dos sistemas interligados, denominadas TRANSMISSORAS, devendo os mesmos contemplar, dentre outras condições:

I – a administração e coordenação, pelo ONS, da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das TRANSMISSORAS aos usuários acessantes da Rede Básica;

II – a autorização ao ONS para representar as TRANSMISSORAS na celebração dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, bem como administrar a cobrança e a liquidação dos encargos de uso do sistema de transmissão e a execução das garantias, por conta e ordem das TRANSMISSORAS;

III – as condições técnicas dos serviços a serem prestados;

IV – os regulamentos operativos a serem observados;

V – a receita anual, estabelecida pela ANEEL, referente às instalações de transmissão disponibilizadas ao ONS;

VI – a sujeição aos procedimentos de rede;

VII – os aspectos de qualidade e confiabilidade dos serviços; e

VIII – a sujeição a novos procedimentos de caráter geral estabelecidos em resolução da ANEEL.

Art. 5º O uso das instalações de transmissão da Rede Básica pelos acessantes se dará mediante a celebração de Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, com o ONS, o qual deverá estabelecer, entre outras condições:

I – a sujeição à legislação específica e aos procedimentos de rede;

II – a prestação dos serviços de transmissão pelas TRANSMISSORAS aos acessantes da Rede Básica, mediante controle e supervisão do ONS;

III- a prestação, pelo ONS, dos serviços de coordenação e controle da operação dos sistemas elétricos interligados;

IV- a administração, pelo ONS, da cobrança e liquidação dos Encargos de Uso da Transmissão e a execução do sistema de garantias por conta e ordem das TRANSMISSORAS;

V – a sujeição às normas e aos padrões técnicos de caráter geral;

VI – as penalidades por atraso no pagamento de encargos;

VII – a garantia, ao usuário acessante, da prestação dos serviços até o valor da demanda de potência mensal contratada; e

VIII - a sujeição a novos procedimentos de caráter geral estabelecidos em resolução da ANEEL.

Parágrafo único. As concessionárias de serviços públicos de energia elétrica que exercem, simultaneamente, atividades de geração e distribuição deverão celebrar, para cada segmento, um Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST.

Art. 6º Para conectar-se às instalações de transmissão, os acessantes deverão celebrar Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT com as concessionárias detentoras dessas instalações, cujo instrumento deverá contar com a interveniência do ONS, estabelecendo, entre outras condições:

I – os requisitos técnicos e operacionais do ponto de conexão, incluindo as instalações do acessante;

II – as responsabilidades de instalação, de operação e de manutenção da conexão elétrica;

III – os encargos de conexão, incluindo as instalações mencionadas no inciso VI, determinados de conformidade com o disposto no art. 9º desta Resolução;

IV – a sujeição aos procedimentos de rede, onde são estabelecidas, entre outras, as rotinas e informações necessárias à operação e contabilização do sistema;

V – as penalidades pelo atraso no pagamento dos encargos;

VI – o uso, quando for o caso, de instalações de transmissão não integrantes da Rede Básica a que se refere o § 3º do art. 6º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998; e

VII - a sujeição a novos procedimentos de caráter geral estabelecidos em resolução da ANEEL.

§ 1º As concessionárias de serviços públicos de energia elétrica que, simultaneamente, exercem atividades de geração e distribuição deverão celebrar, para cada segmento, um Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT.

§ 2º Para a conexão entre instalações de geração ou de distribuição às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica da própria concessionária, deverá ser celebrado ajuste com o ONS, dispondo, no mínimo, sobre as condições de que tratam os incisos I e IV deste artigo, medição de demanda e energia para fins de liquidação dos encargos de uso da Rede Básica.

§ 3º Na conexão ao sistema de transmissão não serão permitidas quaisquer exigências de caráter discriminatório aos acessantes.

Art. 7º No caso de inadimplemento das obrigações contratuais, referentes às regras operativas, os agentes sujeitar-se-ão às penalidades previstas nos procedimentos de rede, sem prejuízo das demais sanções disciplinadas em normas específicas.

DOS ENCARGOS DE USO DA REDE BÁSICA E DE CONEXÃO

Art. 8º Os encargos de uso da Rede Básica vinculados aos Contratos Iniciais serão atribuídos apenas às concessionárias de distribuição.

§ 1º Os encargos de uso da Rede Básica vinculados ao Contratos Iniciais, serão calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados pela tarifa específica, ambos estabelecidos pela ANEEL.

§ 2º A parcela de demanda de potência e de energia que vier a ser objeto de livre contratação, e a parcela de energia a ser liberada pela redução dos volumes dos contratos iniciais, terão regras definidas em regulamentação específica.

Art. 9º Os encargos mensais decorrentes das conexões, serão atribuídos aos acessantes, de forma proporcional às suas demandas máximas de potência em cada ponto de conexão, em função das receitas estabelecidas pela ANEEL para as concessionárias detentoras das referidas instalações.

Parágrafo único. Os encargos referidos no caput deste artigo, deverão ser calculados com base em duodécimos da receita estabelecida pela ANEEL.

DA MEDIÇÃO, FATURAMENTO, CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA

Art. 10. O ONS estabelecerá os requisitos de equipamentos de medição a serem utilizados no sistema de transmissão, de forma a atender às necessidades de comercialização do Mercado Atacadista de Energia – MAE.

Art. 11. A concessionária prestadora de serviço de transmissão ao ONS efetuará, mensalmente, as medições de demanda de potência em todos os pontos de conexão dos acessantes às suas instalações e informará esses valores ao ONS e aos próprios acessantes.

Art. 12. O ONS efetuará, mensalmente, a administração da cobrança e da liquidação dos encargos referentes à prestação dos serviços de transmissão da Rede Básica, emitindo avisos de débito aos acessantes e avisos de crédito às TRANSMISSORAS.

§ 1º Os avisos de débito e crédito serão calculados mensalmente com base no duodécimo da receita anual permitida de cada TRANSMISSORA, no orçamento do ONS e nos ajustes da receita do exercício anterior, complementados de eventuais parcelas por ultrapassagem de demanda, referidas no art. 15 desta Resolução, por indisponibilidade das instalações da Rede Básica, de acordo com o ocorrido no mês anterior e por sobrecarga dos equipamentos, conforme regulamentação específica.

§ 2º Os excedentes de receita do exercício, decorrentes da ultrapassagem de demanda de potência, serão utilizados para compensar as tarifas de transmissão do exercício seguinte.

Art. 13. As TRANSMISSORAS deverão emitir, mensalmente, os documentos de cobrança dos valores cabíveis a cada acessante, de acordo com os valores constantes dos avisos de crédito emitidos pelo ONS.

Art. 14. O ONS deverá emitir, mensalmente, os documentos de cobrança dos valores cabíveis a cada acessante, referentes aos serviços que lhes foram prestados pelo próprio ONS.

DAS DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

Art. 15. Enquanto não forem regulamentadas as novas condições para cálculo e tarifação da ultrapassagem de demanda de potência no acesso e uso do sistema de transmissão em geral, as demandas de potência que ultrapassarem a máxima demanda mensal da concessionária de distribuição homologada pela ANEEL, para fins de determinação dos volumes de demanda de potência dos contratos iniciais, serão calculadas e faturadas multiplicando-se os excedentes por três vezes a tarifa citada no art. 8º desta Resolução.

DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 16. Os procedimentos de rede aludidos nesta Resolução serão estabelecidos pelo ONS e homologados pela ANEEL, devendo dispor, dentre outras condições, sobre as regras e os requisitos técnicos para o planejamento, implantação, uso e procedimentos operacionais do sistema de transmissão, as penalidades pelo descumprimento dos compromissos assumidos pelos diversos acessantes do sistema de transmissão, bem como as responsabilidades do ONS.

Parágrafo único. As penalidades de que trata este artigo não substituirão aquelas estabelecidas pela Resolução nº 318, de outubro de 1998,

Art. 17. Fica revogada a Resolução nº 248, de 7 de agosto de 1998.

Art. 18. Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

(*) Republicada por ter saído com incorreções no original no DO de nº 156-E, de 16/08/99, Seção I, pág. 20

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 259, DE 31 DE AGOSTO DE 1999

Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 12 do Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, e na Portaria do Ministério da Fazenda nº 639, de 2 de dezembro de 1994, e considerando:

que as transações de compra e venda de energia elétrica no sistema interligado serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE;

o estabelecimento de novos critérios de contabilização e faturamento para comercialização da energia no curto prazo, de que trata a Resolução nº 222, de 30 de junho de 1999;

a necessidade de um sinal diferenciado de preço de curto prazo, para o período de ponta e fora de ponta de cada subsistema do sistema interligado;

que a ANEEL deve publicar, até o dia 30 de cada mês, as tarifas no curto prazo para os horários de ponta e fora de ponta de cada subsistema do sistema interligado, resolve:

Art. 1º Fixar as tarifas de energia no curto prazo, para os períodos de ponta e fora de ponta, com base no Custo Marginal Mensal de Operação informado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, conforme tabela abaixo:

Subsistema	Tarifa Marginal de Operação Período de Ponta TMOp	Tarifa Marginal de Operação Período Fora de Ponta TMOfp	Tarifa Marginal de Operação TMO
	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
Norte/Nordeste	71,47	71,47	71,47
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	117,05	68,74	72,97

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 261, DE 3 DE SETEMBRO DE 1999.

Regulamenta a obrigatoriedade de aplicação de recursos das concessionárias de energia elétrica em ações de combate ao desperdício de energia elétrica e pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico para o biênio 1999/2000.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso IX do art. 4º do Anexo I do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997, e considerando:

o Programa de Combate ao Desperdício de Energia – PROCEL, implantado pelo Governo Federal;

que os programas de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica educam a sociedade quanto à necessidade de combate ao desperdício;

que os programas de combate ao desperdício de energia elétrica evitam a construção de novas usinas, refletindo, positivamente, no meio ambiente;

a necessidade de especificar as áreas de aplicação dos recursos pelos concessionários de serviços públicos, a fim de garantir o alcance das metas de combate ao desperdício de energia elétrica, resolve:

Art. 1º Os concessionários do serviço público de distribuição de energia elétrica deverão promover o desenvolvimento de ações com o objetivo de incrementar a eficiência no uso e na oferta de energia elétrica, aplicando anualmente recursos de, no mínimo, um por cento da receita operacional anual (RA) apurada no ano anterior.

Art. 2º No mínimo vinte e cinco centésimos por cento da receita operacional anual (RA) deverá ser destinado a ações especificamente vinculadas ao uso final da energia elétrica.

Parágrafo único. Para as ações de que trata este artigo, fica definido, para o biênio 1999/2000, o seguinte limite para aplicação:

I – no mínimo trinta por cento deverá ser aplicado em projetos dos tipos residencial, industrial e prédios públicos;

II – do limite estabelecido no inciso I, deverão ser apresentados pelo menos um projeto do tipo residencial, um do tipo industrial, e um do tipo prédio público.

Art. 3º No mínimo um décimo por cento da receita operacional anual (RA) deverá ser aplicado em projetos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico.

Art. 4º A diferença entre o valor a que se refere o art. 1º e o total dos valores aplicados conforme os artigos 2º e 3º deverá ser aplicada em ações vinculadas ao aumento da oferta de energia elétrica.

Parágrafo único. Para as ações previstas neste artigo, ficam definidos, para o biênio 1999/2000, os seguintes limites para aplicação por tipo de projeto de eficiência energética:

I – as concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste deverão aplicar o mínimo de quinze por cento do valor previsto neste artigo, em projetos de melhoria do fator de carga e/ou novas modalidades tarifárias;

II – as concessionárias das regiões Norte e Nordeste deverão aplicar o mínimo de cinco por cento do valor previsto neste artigo, em projetos de melhoria do fator de carga e/ou novas modalidades tarifárias.

Art. 5º Quando os recursos de que trata o art. 1º forem inferiores a R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais), os concessionários estarão dispensados da observância dos limites estabelecidos nos parágrafos únicos dos arts. 2º e 4º.

Art. 6º Para apresentação dos programas deverão ser obedecidos o Manual para Elaboração do Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica das Concessionárias e o Manual para Elaboração do Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro.

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 268, DE 15 DE SETEMBRO DE 1999.

Estabelece diretrizes para atendimento de necessidade adicional de demanda de potência em áreas geo-elétricas críticas do sistema interligado.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 12 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, na Portaria DNAEE nº 33, de 11 de fevereiro de 1988, e considerando que:

estudos preliminares estão a indicar a possibilidade de restrições de atendimento a demanda de potência de determinadas áreas geo-elétricas do sistema interligado, em virtude do atraso de obras de geração e de transmissão, bem como do crescimento não previsto da carga;

as regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE deverão contemplar as restrições de transmissão, entre submercados e aquelas internas aos mesmos, através da fixação de preços diferenciados por submercados e de encargos de serviços do sistema, sinalizando corretamente os investimentos de geração e de transmissão;

os Encargos de Serviços do Sistema deverão cobrir todos os custos decorrentes das restrições internas dos submercados, devendo o rateio desses custos ser efetuado pelos agentes na forma a ser definida nas regras do MAE; e,

é necessário, até a implantação das regras do MAE e dos procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, o estabelecimento de critérios que garantam a confiabilidade no atendimento aos consumidores, resolve:

Art. 1º Estabelecer as diretrizes para atendimento de necessidade adicional de demanda de potência em áreas geo-elétricas críticas do sistema interligado, em períodos do ano e horários definidos pelo ONS.

Art. 2º O ONS deverá encaminhar à ANEEL, relatório sobre a necessidade adicional de demanda de potência para garantir a confiabilidade de atendimento em áreas específicas do sistema elétrico interligado, com destaque para a justificativa da necessidade, assim como para as seguintes informações:

I - os montantes de potência necessários para garantir a confiabilidade de atendimento aos consumidores das áreas indicadas como críticas; e,

II – avaliação dos reflexos de eventuais atrasos de obras de geração e transmissão e o comportamento da carga nas áreas indicadas.

Parágrafo único. O adicional de demanda de potência poderá ser atendido por meio do deslocamento do horário de ponta de consumidores finais, da compra de demanda de consumidores finais, da compra de potência de cogeneradores, autoprodutores e produtores independentes de energia ou pela instalação de potência adicional de geração.

Art. 3º Com base nas informações estabelecidas no art. 2º, a ANEEL indicará os agentes responsáveis pelo atendimento da necessidade do adicional de demanda de potência.

§ 1º No caso de se tratar de problema sistêmico a responsabilidade será compartilhada entre todos os agentes do submercado, na proporção da respectiva demanda de potência para distribuidoras ou da capacidade instalada para geradores.

§ 2º No caso de problema imputável a determinados agentes, a responsabilidade será compartilhada entre os mesmos, de forma proporcional a participação de cada um na indisponibilidade que originou a necessidade do adicional de demanda de potência.

Art. 4º A disponibilização do adicional de demanda de potência para compra de demanda de consumidores finais ou compra de potência de cogeneradores, autoprodutores e produtores independentes de energia, em áreas e períodos críticos indicados pelo ONS, deverá ser efetuada na forma definida pelo MAE.

Art. 5º Os custos decorrentes da disponibilização do adicional de demanda de potência serão contabilizados como Encargos de Serviços do Sistema e rateados entre os agentes responsáveis, conforme previsto nos §§ 1º e 2º do art. 3º, devendo tais custos incluir as seguintes parcelas:

I - o preço pago pela disponibilização do adicional de demanda de potência;

II - os custos decorrentes do mecanismo utilizado para obtenção da disponibilização; e,

III - a diferença entre a redução de faturamento e o benefício gerado na comercialização de curto prazo.

§ 1º No caso de se tratar de agente de transmissão os custos serão limitados às penalidades estabelecidas no respectivo Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão.

§ 2º A diferença entre os custos atribuídos aos agentes de transmissão e as penalidades referidas no parágrafo anterior será rateada conforme estabelecido no § 1º do art. 3º.

Art. 6º As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica das áreas geo-elétricas críticas do sistema interligado, identificadas por relatório do ONS, ficam autorizadas a negociar, com seus respectivos consumidores finais, horários de ponta diferenciados em período a ser indicado pelo ONS.

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 16.09.1999, seção 1, p. 19, v. 137, n. 178-E.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 271, DE 21 DE SETEMBRO DE 1999.

Autoriza a ENERGY - Consultoria e Participações Ltda. a comercializar energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto no art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com as alterações da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e na Resolução ANEEL nº 265, de 13 de agosto de 1998, e o que consta do Processo nº 48500.000500/99-22, resolve:

Art. 1º Autorizar a ENERGY - Consultoria e Participações Ltda., inscrita no CNPJ sob nº 02.316.873/0001-33, com sede na Rua Alagoas, 293 - Jardim dos Estados, em Campo Grande - Mato Grosso do Sul, a atuar como Agente Comercializador de Energia Elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE.

Art. 2º Em decorrência da presente Autorização, constituem obrigações da Autorizada:

I - encaminhar à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, nos prazos e condições que forem estabelecidos, as informações referentes aos contratos de compra e venda de energia elétrica negociados;

II - recolher a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, nas condições e prazos estabelecidos pela ANEEL;

III - submeter-se à fiscalização da ANEEL;

IV - submeter-se a toda e qualquer regulamentação de caráter geral que venha a ser estabelecida pela ANEEL, especialmente aquelas relativas à comercialização de energia elétrica, e

V - comunicar à ANEEL no prazo de até sessenta dias, as alterações do seu Objeto Social, bem como da titularidade das quotas da Sociedade.

Parágrafo único. Pelo descumprimento das recomendações e determinações da ANEEL, decorrentes da comercialização de energia elétrica na qualidade de Agente Comercializador, a Autorizada ficará sujeita a penalidades estabelecidas na regulamentação.

Art. 3º É vedado à Autorizada deter ativos vinculados a instalações de energia elétrica, para exercício de sua atividade de compra e venda de energia elétrica.

Art. 4º A presente Autorização poderá ser revogada nas seguintes situações:

I - a Autorizada comercializar energia elétrica em desacordo com as prescrições da legislação específica e desta Resolução;

II - a Autorizada permanecer por mais de vinte quatro meses contínuos sem atuar no mercado, ou de inexistência de contrato de compra e venda de energia elétrica por igual período;

III - a Autorizada deixar de atender os requisitos de garantia financeira exigidos pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE;

IV - em caso de descumprimento das obrigações decorrentes desta Autorização, ou

V - por solicitação da Autorizada.

Art. 5º A comercialização de energia elétrica fora do âmbito do MAE, por parte da Autorizada, deverá estar lastreada por garantia através da contratação de seguro ou fiança bancária de valor equivalente a, no mínimo, cinquenta por cento do volume de vendas contratados no ano.

Art. 6º Em nenhuma hipótese a revogação da Autorização acarretará à ANEEL qualquer responsabilidade em relação aos encargos, ônus, obrigações ou compromissos assumidos pela Autorizada com relação a terceiros, inclusive aqueles relativos aos seus empregados.

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 22.09.1999, seção 1, p. 29, v. 137, n. 182-E.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 276, DE 22 DE SETEMBRO DE 1999.

Autoriza a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, a comercializar energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto no art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com as alterações da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e na Resolução ANEEL nº 265, de 13 de agosto de 1998, e o que consta do Processo nº 48500.002652/98-61, resolve:

Art. 1º Autorizar a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, inscrita no C.G.C sob nº 00.001.180/0001-26, com sede na SAN Quadra 2 Edifício PETROBRAS, em Brasília no Distrito Federal, a atuar como Agente Comercializador de Energia Elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE.

Art. 2º Em decorrência da presente Autorização constituem obrigações da Autorizada:

I - encaminhar à ANEEL, nos prazos e condições que forem estabelecidos, as informações referentes aos contratos de compra e venda de energia elétrica negociados;

II - recolher a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, nas condições e prazos estabelecidos pela ANEEL;

III - submeter-se à fiscalização da ANEEL;

IV - submeter-se a toda e qualquer regulamentação de caráter geral que venha a ser estabelecida pela ANEEL, especialmente aquelas relativas à comercialização de energia elétrica; e

V - comunicar à ANEEL no prazo de até sessenta dias, as alterações do seu Objeto Social, bem como reestruturação societária da empresa que acarrete mudança do bloco de controle da Autorizada.

Parágrafo único. Pelo descumprimento das recomendações e determinações da ANEEL, decorrentes da comercialização de energia elétrica na qualidade de Agente Comercializador, a Autorizada ficará sujeita a penalidades estabelecidas na regulamentação.

Art. 3º É vedado à Autorizada deter ativos vinculados a instalações de energia elétrica, para exercício de sua atividade de compra e venda de energia elétrica.

Art. 4º A presente Autorização poderá ser revogada nas seguintes situações:

I - a Autorizada comercializar energia elétrica em desacordo com as prescrições da legislação específica e desta Resolução;

II - a Autorizada permanecer por mais de vinte e quatro meses contínuos sem atuar no mercado, ou de inexistência de contrato de compra e venda de energia elétrica por igual período;

III - a Autorizada deixar de atender os requisitos de garantia financeira exigidos pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE;

IV - em caso de descumprimento das obrigações decorrentes desta Autorização; ou

V - por solicitação da Autorizada.

Art. 5º A comercialização de energia elétrica fora do âmbito do MAE, por parte da Autorizada, deverá estar lastreada por garantia através da contratação de seguro ou fiança bancária de valor equivalente a, no mínimo, cinquenta por cento do volume de vendas contratadas no ano.

Art. 6º Em nenhuma hipótese a revogação da Autorização acarretará à ANEEL qualquer responsabilidade em relação aos encargos, ônus, obrigações ou compromissos assumidos pela Autorizada com relação a terceiros, inclusive aqueles relativos aos seus empregados.

Art. 7º Fica revogada a Resolução ANEEL nº 273, de 25 de agosto de 1998.

Art. 8º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 23.09.1999, seção 1, p. 38, v. 137, n. 183-E.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 281, DE 01 DE OUTUBRO DE 1999.

Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 15, 16 e 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nos arts. 3º e 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nos arts. 3º, 4º e 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nos arts. 3º e 4º do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, nos arts. 2º, 6º e 7º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e considerando que:

compete à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, nos termos do inciso I do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e do art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização dos serviços de energia elétrica concedidos, fiscalizando permanentemente a sua prestação;

a legislação em vigor assegura aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário do serviço público de energia elétrica, mediante ressarcimento do custo do transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente;

de conformidade com o art. 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, deve ser contratada separadamente do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, cabendo à ANEEL regular as tarifas e estabelecer as condições gerais desta contratação;

a regulamentação da contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e de distribuição constitui instrumento básico à efetiva introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, possibilitando o exercício da opção dos consumidores livres e induzindo o incremento da oferta ao mercado pelo produtores independentes e autoprodutores de energia elétrica;

de conformidade com o art. 7º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, as condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição e as tarifas correspondentes deverão:

- I - assegurar tratamento não discriminatório aos usuários;
- II - assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão;
- III - estimular novos investimentos na expansão dos sistemas elétricos;
- IV - induzir a utilização racional dos sistemas elétricos;
- V - minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos;

o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição possibilitará a comercialização direta entre produtores e consumidores, independente de suas localizações no sistema elétrico interligado, contribuindo para a redução de custos e modicidade das tarifas ao consumidor final, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma que se segue, as condições gerais para contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

DA ABRANGÊNCIA, ATRIBUIÇÕES E RESPONSABILIDADES

Art. 2º As disposições desta aplicam-se à contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição pelos concessionários, permissionários e autorizados de serviços de energia elétrica, bem como pelos consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e aqueles definidos no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

Parágrafo único. O acesso aos sistemas de transmissão, associados aos montantes de demanda de potência a serem contratados durante o período de transição, referido no art. 10 da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, será regido pela Resolução nº 247, de 13 de agosto de 1999.

Art. 3º O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, além das atribuições que lhe foram atribuídas pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e pela Resolução nº 351, de 11 de novembro de 1998, deverá:

- I – elaborar as instruções e procedimentos para as solicitações e o processamento dos acessos aos sistemas de transmissão;
- II – propiciar o relacionamento comercial com os usuários, no que tange ao uso das instalações de transmissão componentes da Rede Básica, prestando as informações necessárias;
- III – efetuar as avaliações de viabilidade técnica dos requerimentos de acesso aos sistemas de transmissão, fornecendo aos interessados todas as informações a eles pertinentes;
- IV – elaborar, em consonância com o planejamento da expansão da geração e dos sistemas de transmissão, estudos de avaliação técnica e econômica dos reforços da Rede Básica, decorrentes das solicitações de acesso, e propor a ANEEL as expansões necessárias, e indicando os orçamentos e os prazos para implantação;
- V – estabelecer, em conjunto com as partes interessadas, as responsabilidades concernentes aos acessos aos sistemas de transmissão;
- VI – celebrar, em nome das empresas de transmissão, os contratos de uso dos sistemas de transmissão e firmar, como interveniente, os contratos de conexão, encaminhando-os para homologação da ANEEL;
- VII - efetuar, com base em informações mensais encaminhadas pelas concessionárias de transmissão, concessionárias e permissionárias de distribuição, o controle dos montantes de uso dos sistemas de transmissão e os faturamentos de sua competência.

Art. 4º As concessionárias do serviço público de transmissão deverão:

- I - propiciar o relacionamento comercial com o usuário, relativo ao uso dos sistemas de transmissão e à conexão nas suas instalações, recebendo e encaminhando as solicitações ao ONS, e prestando as informações necessárias ao interessado;
- II – negociar e celebrar, com interveniência do ONS, os Contratos de Conexão com os usuários que venham conectar-se em suas instalações, encaminhando-os à ANEEL para homologação;
- III - implementar as providências de sua competência, necessárias à efetivação do acesso requerido;
- IV –efetuar o faturamento relativo ao acesso às suas instalações de transmissão;

V – informar mensalmente ao ONS os montantes medidos referentes aos usuários conectados diretamente em suas instalações de transmissão.

Art. 5º As concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição deverão:

I – propiciar o relacionamento comercial com o usuário, relativo ao uso dos sistemas de distribuição e à conexão nas suas instalações, e prestar as informações necessárias ao interessado;

II - implementar as providências de sua competência, necessárias à efetivação do acesso requerido;

III - negociar e celebrar os Contratos de Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição, com os usuários que venham conectar-se às suas instalações de distribuição;

IV – efetuar a medição nos pontos de conexão do usuário e faturar os encargos decorrentes da conexão e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição, discriminando as parcelas referentes aos sistemas de transmissão e de distribuição;

V – contratar o acesso à Rede Básica de forma a assegurar o atendimento da demanda do seu próprio mercado, dos consumidores livres e das unidades geradoras conectadas em suas instalações.

Art. 6º Os usuários dos sistemas de transmissão ou de distribuição deverão:

I – solicitar o acesso aos sistemas de transmissão ou de distribuição, de acordo com o estabelecido no art. 8º desta Resolução.

II - celebrar, conforme o caso, os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição;

III – efetuar os estudos, projetos e a execução das instalações de uso exclusivo e a conexão com o sistema elétrico da concessionária ou permissionária onde será feito o acesso;

IV – observar o disposto nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição.

DOS PROCEDIMENTOS DE ACESSO

Art. 7º Os requisitantes do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição deverão encaminhar suas solicitações acompanhadas dos dados e informações necessárias à avaliação técnica do acesso solicitado:

I – ao ONS ou à concessionária de transmissão proprietária das instalações, no ponto de acesso pretendido;

II – à concessionária ou permissionária de distribuição, quando a conexão pretendida se fizer nas suas instalações de distribuição.

Art. 8º As concessionárias, permissionárias e o ONS deverão, no prazo de até trinta dias, contados da data do recebimento da solicitação de acesso, informar ao solicitante as condições contratuais, os prazos para conexão e os respectivos encargos, disponibilizando ao requisitante as informações técnicas e os parâmetros adotados nas avaliações.

Parágrafo único. Havendo necessidade de reforços nos sistemas de transmissão ou de distribuição para atendimento ao acesso solicitado, o prazo de que trata este artigo será de até cento e vinte dias.

Art. 9º O acesso aos sistemas de transmissão ou de distribuição só poderá ser efetivado após a assinatura dos respectivos contratos, em conformidade com o estabelecido nos arts. 10 a 12 desta Resolução.

DAS RELAÇÕES CONTRATUAIS

Art. 10 O acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição será regido pelos Procedimentos de Rede, Procedimentos de Distribuição, pelos contratos celebrados entre as partes e pelas normas e padrões específicos de cada concessionária ou permissionária.

§ 1º Para o acesso a instalações de transmissão componentes da Rede Básica, os usuários deverão firmar o Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão com o ONS, estabelecendo as condições técnicas e as obrigações relativas ao uso das instalações de transmissão, e o Contrato de Conexão com a concessionária de transmissão no ponto de acesso, estabelecendo as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexão e os respectivos encargos.

§ 2º Para o acesso aos sistemas de distribuição, os usuários, caracterizados como unidades consumidoras, deverão firmar os contratos de Uso dos sistemas de Distribuição e de Conexão com a concessionária ou permissionária de distribuição local.

§ 3º Para o acesso aos sistemas de distribuição, os usuários, caracterizados como unidades geradoras, deverão firmar o Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão com o ONS e os Contratos de Uso dos Sistemas de Distribuição e de Conexão, com a concessionária ou permissionária de distribuição local.

§ 4º A concessionária ou permissionária de distribuição conectada a outra concessionária ou permissionária de distribuição celebrará, com esta, o Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição e o Contrato de Conexão.

Art. 11 Os Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão e os de Distribuição deverão estabelecer as condições gerais do serviço a ser prestado, bem como as condições técnicas e comerciais a serem observadas, dispondo, no mínimo, sobre:

- I - a obrigatoriedade da observância aos Procedimentos de Rede e aos Procedimentos de Distribuição;
- II - a obrigatoriedade da observância à legislação específica e às normas e padrões técnicos de caráter geral da concessionária ou permissionária proprietária das instalações;
- III - os montantes de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição contratados nos horários de ponta e fora de ponta, bem como as condições e antecedência mínima para a solicitação de alteração dos valores de uso contratados;
- IV - a definição dos locais e dos procedimentos para medição e informação de dados;
- V - os índices de qualidade relativos aos serviços de transmissão e distribuição a serem prestados;
- VI - as penalidades pelo não atendimento dos índices de qualidade relativos aos serviços de transmissão e distribuição a serem prestados.

Art. 12 Os Contratos de Conexão às Instalações de Transmissão ou de Distribuição deverão estabelecer as condições gerais do serviço a ser prestado, bem como as condições comerciais a serem observadas, dispondo, no mínimo, sobre:

- I - a obrigatoriedade da observância aos Procedimentos de Rede e aos Procedimentos de Distribuição;

II - a obrigatoriedade da observância à legislação específica e às normas e padrões técnicos de caráter geral da concessionária ou permissionária proprietária das instalações;

III - a descrição detalhada dos pontos de conexão e das instalações de conexão, incluindo o conjunto de equipamentos necessários para a interligação elétrica das instalações do usuário ao sistema de transmissão ou de distribuição, com seus respectivos valores de encargos;

IV - a capacidade de demanda da conexão;

V - a definição dos locais e dos procedimentos para medição e informação de dados;

VI - os índices de qualidade relativos às instalações de conexão;

VII - as penalidades pelo não atendimento dos índices de qualidade relativos às instalações de conexão.

Parágrafo único. As condições técnicas da conexão, aplicadas pelas concessionárias ou permissionárias, não deverão conter exigências discriminatórias em relação àquelas aplicadas aos demais usuários.

DOS ENCARGOS DE USO

Art. 13 Os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição deverão ser suficientes para a prestação destes serviços e serão devidos aos respectivos concessionários, permissionários e ao ONS.

§ 1º Os encargos associados ao uso dos serviços de transmissão serão estabelecidos observando:

I - as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão, determinadas pela ANEEL;

II - a parcela do orçamento anual do ONS a ser coberta por estes encargos, conforme estabelecido no seu Estatuto e aprovada pela ANEEL;

III - a compensação de déficit ou superávit do exercício anterior, contabilizado anualmente pelo ONS e aprovada pela ANEEL.

§ 2º Os encargos associados ao uso dos serviços de distribuição deverão ser propostos pelas concessionárias e permissionárias, com base nas suas atividades de distribuição, e aprovados pela ANEEL.

§ 3º As perdas elétricas nos sistemas de transmissão serão tratadas no processo de contabilização e liquidação do Mercado Atacadista de Energia - MAE, de acordo com as regras específicas.

Art. 14 Os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição serão devidos por todos os usuários, calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados, por ponto de conexão, de conformidade com as fórmulas:

I - Unidades geradoras:

$$E_g = T_g \times U_g$$

onde:

E_g - encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, em R\$;

T_g - tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição atribuída ao usuário, em R\$/kW;

U_g - montante do uso contratado pelo usuário, em kW;

II – Unidades consumidoras:

$$E_c = T_p \times U_p + T_{fp} \times U_{fp}$$

onde:

E_c - encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, em R\$;

T_p - tarifa de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição no horário de ponta, em R\$/kW;

T_{fp} - tarifa de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição fora do horário de ponta, em R\$/kW;

U_p - montante do uso no horário de ponta, em kW;

U_{fp} - montante do uso fora do horário de ponta, em kW.

§ 1º O horário de ponta a ser considerado em cada caso será o mesmo estabelecido para a área de concessão pela empresa distribuidora local.

§ 2º Os montantes de uso associados a unidades consumidoras e concessionárias ou permissionárias de distribuição, deverão ser determinados pelos maiores valores entre os contratados e os verificados por medição, por ponto de conexão, em cada período tarifário.

§ 3º Os montantes de uso contratados pelas concessionárias e permissionárias de distribuição deverão ser informados por ponto de conexão e deverão ser os montantes máximos de potência demandados no ponto de conexão, incluindo as cargas dos consumidores livres, autoprodutores e outras concessionárias ou permissionárias de distribuição conectadas em seus sistemas de distribuição.

§ 4º Os valores de uso associados a unidades geradoras deverão ser determinados pelas máximas potências injetáveis nos sistemas, calculadas pelas potências nominais instaladas, subtraídas dos consumos próprios e dos fornecimentos feitos diretamente de suas subestações ou através de instalações de uso exclusivo de consumidores.

§ 5º Para o cálculo dos encargos mensais devidos a unidade geradora conectada a barramento com tarifa negativa, o montante de uso deverá ser a potência média injetada na rede, verificada por medição.

Art. 15 Será aplicada a parcela do uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição superior ao montante contratado por ponto de conexão, a título de penalidade, uma tarifa de ultrapassagem de valor igual a três vezes a tarifa de uso estabelecida para cada período, quando se verificar ultrapassagem superior a cinco por cento do montante contratado.

Parágrafo único. No caso de concessionária ou permissionária de distribuição, a parcela de ultrapassagem deverá ser computada pelo ONS, que para tanto deverá considerar as ocorrências de remanejamento de cargas, em montantes previamente acordados, bem como redespacho de geração ou abertura de linhas, de forma a identificar o real valor ultrapassado.

Art. 16 As tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, em base mensal, serão determinadas para todos os barramentos com tensão igual ou superior a 69 kV, de conformidade com a metodologia estabelecida no Anexo desta Resolução.

§ 1º Os valores das tarifas de uso dos sistemas de transmissão componentes da Rede Básica serão revistos anualmente pela ANEEL, de acordo com o disposto no § 1º do art. 13 desta Resolução e com os montantes de uso contratados pelos usuários, para o mesmo período.

§ 2º Os valores das tarifas de uso dos sistemas de distribuição serão propostos pelas concessionárias ou permissionárias e aprovados pela ANEEL, de acordo com os encargos associados ao serviço referido no § 2º do art. 13 desta Resolução, incorporando o uso dos sistemas de transmissão, nos casos aplicáveis a unidades consumidoras.

Art. 17 As tarifas de uso dos sistemas de distribuição, para os níveis de tensão inferiores a 69 kV, em base mensal, serão propostas pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição e aprovadas pela ANEEL, por nível de tensão e tipo de consumidor, com base nos custos marginais de expansão, até cada nível de tensão, incorporando o uso dos sistemas de transmissão, nos casos aplicáveis a unidades consumidoras.

Parágrafo único. Caberá a cada concessionária ou permissionária de distribuição desenvolver anualmente os estudos para determinação dos custos marginais de expansão, até cada nível de tensão, em sua área de concessão, que servirão de base para a definição da estrutura tarifária a ser praticada.

DOS ENCARGOS DE CONEXÃO

Art. 18 Os encargos de conexão aos sistemas de transmissão ou de distribuição serão de responsabilidade dos usuários.

§ 1º Os encargos de conexão serão objeto de negociação entre as partes e deverão cobrir os custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão.

§ 2º As instalações de conexão poderão ter seu projeto e execução contratado com empresa de livre escolha do usuário, inclusive a própria concessionária ou permissionária, observadas as normas técnicas e padrões da concessionária ou permissionária e os requisitos do usuário.

DO FATURAMENTO DOS ENCARGOS

Art. 19 Os encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição serão faturados:

I - pelas concessionárias de transmissão e pelo ONS contra todos os usuários caracterizados como unidades consumidoras, inclusive as concessionárias ou permissionárias de distribuição, conectados nas instalações da Rede Básica, na proporção das suas receitas permitidas pela ANEEL;

II - pelas concessionárias de transmissão e pelo ONS contra as unidades geradoras, na proporção das suas receitas permitidas pela ANEEL;

III - pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição contra todos os usuários caracterizados como unidades consumidoras, inclusive as concessionárias ou permissionárias de distribuição, conectadas nas suas instalações de distribuição, incorporando os valores correspondentes ao uso dos sistemas de transmissão;

IV - pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição contra as concessionárias e autorizadas de geração, conectadas nas suas instalações de distribuição, no que concerne exclusivamente aos encargos de uso dos sistemas de distribuição.

§ 1º O ONS deverá informar à ANEEL, mensalmente, a contabilização dos valores efetivamente arrecadados.

§ 2º Os valores resultantes das ultrapassagens tratadas no art. 15, serão faturados no mês subsequente à apuração, juntamente com os encargos de uso e, no próximo exercício, serão deduzidos dos encargos a arrecadar conforme dispõe o art. 13 desta Resolução.

Art. 20 Os encargos de conexão serão faturados diretamente pelas concessionárias ou permissionárias detentoras das instalações acessadas, contra os respectivos usuários.

DA MEDIÇÃO E INFORMAÇÃO DOS DADOS

Art. 21 A medição dos montantes de uso dos serviços de distribuição e de transmissão será de responsabilidade da concessionária ou permissionária onde se conectarem os usuários, e deverá ocorrer com intervalo de integralização de quinze minutos.

Parágrafo único. Os montantes do uso dos serviços de transmissão, verificados por medição, deverão ser informados ao ONS conforme disposto nos Procedimentos de Rede.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 22 Para cada aproveitamento de que trata o inciso I do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a ANEEL estipulará, no ato autorizativo, o percentual de redução não inferior a cinquenta por cento, a ser aplicado aos valores dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada por estes empreendimentos.

§ 1º Para os empreendimentos de geração tratados neste artigo, com outorga de concessão ou de autorização já publicada, a definição do percentual de redução deverá ser solicitada à ANEEL pelo interessado.

§ 2º Para os empreendimentos que iniciarem a operação até 31 de dezembro de 2003, será estabelecido o percentual de desconto de cem por cento.

Art. 23 A unidade geradora que atenda, diretamente ou através de instalações de uso exclusivo, a unidade consumidora, deverá celebrar Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão ou de Distribuição para o atendimento eventual da carga quando de indisponibilidade da geração.

Parágrafo único. A ANEEL editará resolução específica disciplinando a forma de faturamento para os casos que trata este artigo.

Art. 24 O acesso a instalações da Rede Básica, em tensão inferior a 230 kV, será autorizado desde que garantidas pelo ONS, a racionalidade e a otimização do uso dos sistemas de transmissão.

Parágrafo único. O acesso a instalações da Rede Básica de que trata este artigo deverá ser precedido da celebração do Contrato de Conexão com a proprietária das instalações e do Contrato de Uso de Transmissão com o ONS.

Art. 25 As contratações de acesso aos sistemas de transmissão ou de distribuição, ressalvados os casos de que trata a Resolução nº 247, de 13 de agosto de 1999, celebradas em data anterior à publicação desta Resolução, deverão adequar-se às disposições ora estabelecidas, num prazo máximo de dois anos, a contar da publicação desta Resolução.

Parágrafo único. Até a completa adequação às condições ora estabelecidas, os valores de receitas advindos das contratações de que trata este artigo, serão considerados no exercício subsequente para a valoração da receita permitida para as concessionárias de transmissão e concessionárias ou permissionárias de distribuição envolvidas.

Art. 26 Novas regulamentações, de caráter geral, que vierem a ser estabelecidas pela ANEEL, aplicar-se-ão imediatamente à contratação de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de que trata esta Resolução.

Art. 27 Os casos omissos e as dúvidas decorrentes da aplicação desta Resolução serão tratados e resolvidos pela ANEEL.

Art. 28 Fica revogada a Portaria DNAEE n.º 459, de 10 de novembro de 1997.

Art. 29 Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

ANEXO

METODOLOGIA PARA CÁLCULO DAS TARIFAS E ENCARGOS NODAIS

Introdução

A metodologia para o cálculo das tarifas e encargos nodais, se baseia na estimativa de custos que os usuários impõem à rede nos períodos de exigência máxima, calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de transportar os fluxos que se ocasionam em tais períodos.

Os encargos são ajustados ao montante necessário para cobrir os custos de serviço do sistema de transmissão ou de distribuição, através de valor aditivo à tarifa de cada barra, de forma a preservar a relatividade dos encargos entre os diversos agentes usuários.

Custos unitários e capacidades de transporte

Para a determinação das tarifas e encargos nodais utilizam-se custos unitários para cada elemento do sistema. Estes custos se determinam a partir dos custos de reposição, operação e manutenção típicos dos sistemas de transmissão ou de distribuição.

Para a obtenção dos custos unitários utiliza-se valores de capacidade de transporte das linhas de transmissão ou distribuição padronizados por nível de tensão. Para os transformadores são consideradas suas potência nominais.

Encargos e tarifas nodais

Denomina-se encargo de uso ao valor obtido do produto da tarifa pelo montante contratado ou verificado.

Para a obtenção dos encargos dos usuários dos sistemas de transmissão ou de distribuição, determinam-se, inicialmente, as tarifas nodais, mediante a solução do modelo que otimiza a rede de mínimo custo que atende ao mercado representado.

A solução analítica do modelo é obtida através da construção da matriz de sensibilidade que relaciona os fluxos de potência nas diferentes linhas e transformadores com a potência injetada em cada barra do sistema.

Esta matriz de sensibilidade é obtida a partir da matriz de impedâncias "Zbus" que se calcula como parte do processo de solução do fluxo de carga linear. Cada sensibilidade tem a forma:

$$\beta_{Lb} = \frac{dF_L}{dI_b}$$

Fórmula 1

Onde:

β_{Lb} é o fluxo incremental resultante na linha L devido ao incremento da demanda ou da geração na barra b.

F_L é o fluxo de potência na linha L.

I_b é a potência injetada ou retirada na barra b.

Através destes coeficientes determinam-se os custos (ou benefícios) associados a uma unidade de incremento na demanda ou na geração em cada barra do sistema de acordo com a seguinte fórmula:

$$\pi_b = \sum_{L=1}^{LINHAS} \beta_{Lb} \cdot Cust_L \cdot Carr_L$$

Fórmula 2

Onde:

π_b é a tarifa nodal da barra b

β_{Lb} é a sensibilidade da linha L em relação à barra b

$Cust_L$ é o custo unitário da linha L

$Carr_L$ é o fator de carregamento da linha L

A formulação matemática completa é descrita no documento Metodologia para cálculo de tarifas nodais integrante do processo que estabelece a Resolução de condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

O documento de metodologia e o programa para cálculo de tarifas nodais, estão disponíveis, mediante solicitação, na ANEEL.

Publicado no D.O de 04.10.1999, seção 1, p. 26, v. 137, n. 190-E.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 282, DE 01 DE OUTUBRO DE 1999.

Estabelece as tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 15, 16 e 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, arts. 3º e 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, arts. 3º e 4º, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, arts. 3º, 4º e 9º da Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998 e arts. 2º, 6º e 7º, do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e considerando que :

compete à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, nos termos do inciso I do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e do art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização dos serviços de energia elétrica concedidos, fiscalizando permanentemente a sua prestação;

a legislação em vigor assegura aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo Poder Concedente;

a Resolução ANEEL nº 281, de 01 de outubro de 1999, estabeleceu as “condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica”, incorporando os aspectos metodológicos de estabelecimento das tarifas de uso dos sistemas de transmissão;

a Resolução ANEEL nº 142, de 09 de junho de 1999, estabeleceu as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, em operação até 31 de dezembro de 1999, a previsão orçamentária do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e a provisão para compensação do déficit de receita autorizada de transmissão do exercício de 1998;

a atual indisponibilidade dos custos atribuíveis aos serviços prestados pelas instalações de distribuição, bem como da proposição de tarifação do uso destas instalações, por barramento, com tensão igual ou superior a 69 kV, a serem encaminhadas à ANEEL pelas concessionárias de distribuição, resolve:

Art. 1º Estabelecer, de conformidade com os quadros constantes dos anexos I e II desta Resolução, os valores das tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado, atribuíveis às centrais geradoras e às unidades consumidoras, em cada Unidade da Federação.

§ 1º Estes valores aplicam-se à contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição pelos seus usuários, caracterizados pelos concessionários, permissionários e autorizados de serviços de energia elétrica, bem como pelos consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e aqueles definidos no § 5º do inciso IV do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei nº 9.648/98, excetuando-se os casos associados às contratações de demanda de potência vinculada ao período de transição, referido no art. 10 da Lei nº 9.648/98, regido por regulamentação específica.

§ 2º Os valores de tarifa de uso foram determinados, para cada barramento componente da Rede Básica, em conformidade com a Resolução ANEEL nº 281/99, considerando os parâmetros e critérios a seguir:

I – rateio dos encargos de uso dos sistemas de transmissão na proporção de cinquenta por cento para as unidades geradoras e cinquenta por cento para as unidades consumidoras;

II - utilização dos percentuais de trinta por cento e sessenta por cento, correspondentes aos valores mínimo e máximo do fator de ponderação, no cálculo das tarifas aplicáveis às unidades geradoras;

III – utilização dos percentuais de quarenta por cento e oitenta por cento, correspondentes aos valores mínimo e máximo do fator de ponderação, no cálculo das tarifas aplicáveis às unidades consumidoras;

IV – tarifa nula para uso dos sistemas de transmissão nos horários fora da ponta;

V – caso base de operação do sistema elétrico interligado, considerando o despacho de todas as usinas geradoras de maneira proporcional às suas energias asseguradas, no caso de hidrelétricas, e às suas potências instaladas nos demais casos.

§ 3º Os valores das tarifas de uso para as Unidades da Federação, foram calculados pela soma dos encargos estabelecidos em cada barra de carga dividida pelo valor total do uso das instalações de transmissão contratado na Unidade da Federação considerada.

§ 4º Os parâmetros de que tratam os incisos I, II e III do § 2º deste artigo poderão ser revistos, anualmente, a partir de dezembro de 2002, observando uma variação máxima de dez por cento a cada revisão.

Art. 2º Fixar a tarifa de transporte de energia elétrica proveniente da Itaipu Binacional, a ser aplicada aos contratantes daquela energia, no valor de R\$ 1.550,80 / MW (um mil quinhentos e cinquenta reais e oitenta centavos por megawatt).

Parágrafo único. Os valores decorrentes da aplicação da tarifa de transporte deverão ser pagos à Furnas Centrais Elétricas S.A., pelo uso das instalações de conexão dedicadas a Itaipu.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 04.10.1999, seção 1, p. 28, v. 137, n. 190-E.

ANEXO I

TARIFAS DE USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPONENTES DA REDE BÁSICA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO INTERLIGADO, APLICÁVEIS A UNIDADES GERADORAS

CENTRAL GERADORA		UF	Tarifa (T _g) R\$/kW.mês
UHE	Água Vermelha	MG	1,059
UTE	Alegrete	RS	1,248
UHE	Americana	SP	0,480
UTE	Angra I	RJ	0,602
UTE	Angra II	RJ	0,602
PCH	Antas I	MG	0,506

CENTRAL GERADORA		UF	Tarifa (T _g) R\$/kW.mês
PCH	Areal	RJ	0,058
UHE	Bariri (A. S. Lima)	SP	0,364
UHE	Barra Bonita	SP	0,358
UHE	Boa Esperança (Castelo Branco)	MA	0,847
PCH	Bugres	RS	0,845
UHE	Cachoeira Dourada	GO	0,837
UHE	Caconde	SP	0,505
UTE	Camaçari	BA	1,270
UHE	Camargos	MG	0,356
UTE	Campo Grande	MS	0,708
UTE	Campos	RJ	-0,009
UHE	Canastra	RS	0,845
UHE	Canoas I	SP	0,979
UHE	Canoas II	SP	0,899
UHE	Capivara	SP	1,185
UHE	Capivari/Cachoeira (Parigot)	PR	1,078
UTE	Carioba	SP	0,481
PCH	Casca II	MT	-0,075
PCH	Casca III	MT	-0,075
PCH	Celso Ramos	SC	0,719
PCH	Chaminé	PR	0,749
UTE	Charqueadas	RS	1,087
UHE	Chavantes	SP	0,928
UHE	Corumbá I	GO	0,964
UTE	CST	ES	-0,128
UTE	Cuiabá	MT	-0,075
PCH	Dourados	SP	0,545
PCH	Eloy Chaves	SP	0,502
UHE	Emborcação	MG	0,958
UHE	Estreito (L.C.B. de Carvalho)	MG	0,851
UHE	Euclides da Cunha	SP	0,505
PCH	Fagundes	RJ	0,058
UTE	Figueira	PR	1,042
UHE	Fontes Nova	RJ	0,207
UHE	Foz do Areia	PR	1,567
UHE	Funil	BA	0,055
UHE	Funil	RJ	0,276
UHE	Furnas	MG	0,810
PCH	Gafanhoto	MG	0,493
PCH	Garcia	SC	0,775
PCH	Gavião Peixoto	SP	0,532
UHE	Guaricana	PR	0,749
PCH	Guarita	RS	0,862
UHE	Guilman-Amorim	MG	0,482

CENTRAL GERADORA		UF	Tarifa (T _g) R\$/kW.mês
UHE	Henry Borden	SP	0,741
UHE	Ibitinga	SP	0,705
UHE	Igarapava	MG	0,754
UTE	Igarapé	MG	0,408
UHE	Ilha dos Pombos	RJ	0,070
UHE	Ilha Solteira	SP	1,087
UHE	Itaipu setor de 50 Hz	PR	1,017
UHE	Itaipu setor de 60 Hz	PR	1,586
UHE	Itaparica (Luiz Gonzaga)	BA	1,497
UHE	Itaúba	RS	1,253
UHE	Itumbiara	MG	1,093
UHE	Itutinga	MG	0,356
UHE	Jacuí	RS	1,321
UHE	Jaguara	MG	0,844
PCH	Jaguari	SP	0,316
PCH	Joasal	MG	0,528
UTE	Jorge Lacerda A	SC	1,262
UTE	Jorge Lacerda B	SC	1,262
UTE	Jorge Lacerda IV	SC	1,262
UHE	Juba I	MT	-0,075
UHE	Juba II	MT	-0,075
UHE	Jupia	SP	1,062
UHE	Jurumirim (A. A. Laydner)	SP	0,730
PCH	Laranjeiras	RS	1,185
UHE	Limoeiro (A. S. Oliveira)	SP	0,504
PCH	Macabu	RJ	0,008
UHE	Marimbondo	MG	1,017
UHE	Mascarenhas	ES	-0,112
UHE	Miranda	MG	0,745
PCH	Morretes	PR	0,747
PCH	Mourão 1	PR	0,958
UHE	Moxotó (Apolônio Sales)	AL	1,488
UHE	Nilo Peçanha	RJ	0,208
UHE	Nova Avanhandava	SP	0,746
UHE	Nova Ponte	MG	0,947
UHE	Paraibuna	SP	0,332
PCH	Paranoá	DF	0,626
UHE	Passo Fundo	RS	1,059
UHE	Passo Real	RS	1,247
UHE	Paulo Afonso I, II e III	BA	1,418
UHE	Paulo Afonso IV	BA	1,532
UHE	Peixoto (Mascarenhas Moraes)	MG	0,755
UHE	Pereira Passos	RJ	0,203
PCH	Piabanha	RJ	0,058

CENTRAL GERADORA		UF	Tarifa (T _g) R\$/kW.mês
PCH	Piau	MG	0,504
UTE	Piratininga	SP	0,726
UHE	Porto Colômbia	SP	0,551
UHE	Porto Primavera	SP	1,166
UTE	Presidente Médici A/B	RS	1,244
UHE	Promissão	SP	0,728
PCH	Rio Bonito	ES	-0,111
UHE	Rosana	SP	0,838
PCH	Salto	MG	0,873
UHE	Salto Caxias	PR	1,687
UHE	Salto Grande	MG	0,445
UHE	Salto Grande (L. N. Garcez)	SP	0,821
PCH	Salto Mimoso	MS	0,722
UHE	Salto Osório	PR	1,471
UHE	Salto Santiago	PR	1,687
UHE	Santa Branca	SP	0,243
UTE	Santa Cruz	RJ	0,188
PCH	Santa Marta	MG	0,927
PCH	Santa Rosa	RS	0,950
UHE	São Simão	MG	1,085
UHE	Segredo	PR	1,680
UHE	Serra da Mesa	GO	1,016
UHE	Sobradinho	BA	1,393
UHE	Suíça	ES	-0,109
UHE	Taquaruçu	SP	1,166
UHE	Três Irmãos	SP	1,101
UHE	Três Marias	MG	0,667
UHE	Tucuruí	PA	1,336
UHE	Volta Grande	MG	0,903
UHE	Xingó	SE	1,616

ANEXO II

TARIFAS DE USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPONENTES DA REDE BÁSICA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO INTERLIGADO, APLICÁVEIS A UNIDADES CONSUMIDORAS

UNIDADE DA FEDERAÇÃO	Tarifa (T _p) horário de ponta (R\$/kW.mês)
ALAGOAS	1,201
BAHIA	1,270
CEARÁ	1,822
DISTRITO FEDERAL	1,548
ESPIRITO SANTO	1,784

GOIÁS	1,527
MARANHÃO	1,396
MATO GROSSO	1,617
MATO GROSSO DO SUL	1,338
MINAS GERAIS	1,422
PARÁ	1,714
PARAÍBA	1,641
PARANÁ	1,190
PERNAMBUCO	1,335
PIAUI	1,577
RIO DE JANEIRO	1,617
RIO GRANDE DO NORTE	1,903
RIO GRANDE DO SUL	1,079
SANTA CATARINA	1,238
SÃO PAULO	1,385
SERGIPE	1,326
TOCANTINS	1,220

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 283, DE 29 DE SETEMBRO DE 1999

Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo a ser praticada pelos concessionários e autorizados integrantes do sistema elétrico interligado.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 12 do Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, e na Portaria do Ministério da Fazenda nº 639, de 2 de dezembro de 1994, e considerando:

que as transações de compra e venda de energia elétrica no sistema interligado serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE;

a necessidade de estabelecer-se um sinal diferenciado de preço de curto prazo, para o período de ponta e fora de ponta de cada subsistema do sistema interligado, resolve:

Art. 1º Fixar as tarifas de energia no curto prazo, para os períodos de ponta e fora de ponta, com base no Custo Marginal Mensal de Operação informado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, conforme tabela abaixo:

Subsistema	Tarifa Marginal de Operação		Tarifa Marginal de Operação
	Período de Ponta	Período Fora de Ponta	TMO
	TMOp	TMOfp	
	R\$/MWh	R\$/MWh	
Norte/Nordeste	90,75	90,75	90,75
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	117,05	89,08	91,34

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 30.09.1999, seção 1, p. 109, v. 137, n. 188-E.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 286, DE 1 DE OUTUBRO DE 1999.

Estabelece as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 15, 16 e 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; arts. 3º e 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; arts. 3º, 4º e 9º da Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998; arts. 3º e 4º do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; arts. 2º, 6º e 7º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e, considerando que:

compete à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, nos termos do inciso I, do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e do art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização dos serviços de energia elétrica concedidos, fiscalizando permanentemente a sua prestação;

a legislação em vigor assegura aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo Poder Concedente;

a Resolução ANEEL nº 281 de 1 de outubro de 1999, estabeleceu as "condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica";

a atual indisponibilidade de informações econômicas necessárias para a exata aferição dos valores dos serviços prestados pelas instalações de distribuição;

a estrutura da tarifa de fornecimento atualmente praticada pelas concessionárias, resolve:

Art. 1º Estabelecer os valores das tarifas de uso das instalações dos sistemas de distribuição de energia elétrica, de conformidade com o quadro anexo a esta Resolução.

§ 1º Estes valores aplicam-se à contratação do acesso aos sistemas de distribuição pelos seus usuários, caracterizados pelos concessionários, permissionários e autorizados de serviços de energia elétrica, bem como pelos consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e aqueles definidos no §5º do inciso IV do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com nova redação dada pelo art. 4º da Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998.

§ 2º Os valores das tarifas aplicáveis no cálculo dos encargos devidos por unidades consumidoras, foram determinados em consonância com a estrutura tarifária atual de cada concessionária, conforme seus contratos de concessão de distribuição, observando os parâmetros e procedimentos a seguir indicados:

I – simulação da atual receita de fornecimento por subgrupo tarifário, multiplicando-se os mercados de demanda e energia pelas tarifas de fornecimento correspondentes;

II – determinação da receita líquida por subgrupo tarifário, relativa aos serviços de distribuição e comercialização, retirando-se da receita de fornecimento as despesas com energia comprada, encargos de acesso aos sistemas de transmissão e os demais encargos de Conta de Consumo de Combustível – CCC, Reserva Global de Reversão – RGR, PIS e COFINS, mantendo-se a margem atribuível às perdas;

III – determinação da parcela da receita líquida atribuível ao serviço de distribuição retirando-se da receita líquida por subgrupo tarifário a margem relativa à atividade de comercialização de energia elétrica, arbitrada em um percentual médio de trinta por cento, aplicado como a seguir definido:

a) Quinze por cento aplicados linearmente em todos os subgrupos tarifários;

b) Os restantes quinze por cento aplicados como segue:

1 – quatro vírgula cinco por cento aplicado ao subgrupo A2

2 – sete vírgula cinco por cento aplicado ao subgrupo A3

3 – dez vírgula cinco por cento aplicado ao subgrupo A3a

4 – quinze por cento aplicado ao subgrupo As

5 – O montante residual, para alcançar o montante total de trinta por cento de comercialização incidente sobre o conjunto de subgrupos tarifários estudados, aplicado ao subgrupo A4.

IV – determinação do agregado da receita líquida atribuível ao serviço de distribuição somando-se as respectivas parcelas dos subgrupos acima citados;

V – Cálculo dos parâmetros representativos da estrutura tarifária da empresa;

VI – Determinação dos valores do uso específico das instalações de distribuição fazendo-se a alocação do agregado da receita líquida atribuível ao serviço de distribuição, através dos parâmetros representativos da estrutura, limitando a variação em torno da média a um intervalo determinado;

VII – Adição aos valores determinados, para o período de ponta, da tarifa de uso das instalações de transmissão componentes da Rede Básica, vinculada ao respectivo Estado da federação.

§ 3º Determinação dos valores das tarifas, aplicáveis no cálculo dos encargos devidos por unidades geradoras, admitindo-se o menor valor de tarifa fora de ponta estabelecido para o uso específico das instalações de distribuição da concessionária, limitando a variação em torno da média a um intervalo determinado.

§ 4º Os valores das tarifas de uso dos sistemas de distribuição, ora estabelecidos, serão considerados para o cálculo dos encargos correspondentes até a aprovação e publicação dos novos valores, de conformidade com o disposto no art. 2º, desta Resolução.

§ 5º Os valores das tarifas de uso das instalações de transmissão não componentes da Rede Básica, tratadas na Resolução nº 142, de 9/06/99, como conexão das concessionárias de distribuição, serão iguais às tarifas de uso das instalações de distribuição destas, no período enfocado no parágrafo anterior, observado o nível de tensão correspondente.

§ 6º As solicitações de acesso às instalações abordadas no parágrafo anterior deverão ser tratadas com a concessionária de distribuição, a quem caberá o faturamento dos encargos decorrentes, devendo ser o Contrato de Uso firmado com a distribuidora local e o Contrato de Conexão celebrado com a concessionária proprietária das instalações no ponto de acesso.

Art. 2º Determinar que as concessionárias do serviço público de distribuição submetam no prazo máximo de seis meses, à aprovação da ANEEL:

I - estudos e justificativas de fixação dos valores atribuíveis aos serviços de distribuição, em cada segmento de tensão, tendo como base as suas tarifas de fornecimento e a separação das atividades de distribuição e comercialização;

II – proposta de sinalização horária para a tarifa de uso dos sistemas de distribuição, estabelecendo por nível de tensão a relação entre os horários de ponta e fora de ponta;

III – proposta de tarifação de uso das instalações de distribuição para os barramentos com tensão entre 138 kV e 69 kV, com base na metodologia nodal, considerando as interligações com outros sistemas de distribuição e as instalações de transmissão não componentes da Rede Básica;

IV – proposta de estrutura tarifária para as tarifas de uso nos demais níveis de tensão, observando os diversos tipos de consumidores, com base nos custos marginais de expansão até cada nível de tensão.

Parágrafo único. A ANEEL publicará novos valores de tarifas de uso dos sistemas de distribuição, elevando os percentuais citados no inciso III do § 2º do art. 1º, nos casos de descumprimento das disposições deste artigo.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação .

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 04.10.1999, seção 1, p. 29, v. 137, n. 190-E.

ANEXO

REGIAO/EMPRESA	Tarifas de Uso (R\$/kW)										
SUDESTE	138-88kV		69kV		44-30kV		25-2,3kV		Subterrâneo		Geradores
	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tg
BRAGANTINA	3,88	0,57		4,00	12,61	3,75	11,35	3,32			0,57
CAIUA							8,95	2,52			2,52
CATAGUAZES			6,63	1,42			9,28	2,62			1,42
CEMIG	3,00	0,36	7,03	1,53	10,08	2,89	10,54	3,04	13,78	6,04	0,36
CENF					7,50	1,97	7,88	2,09			1,97
CERJ	4,54	0,67	8,22	1,80	11,11	3,17	11,21	3,20			0,67
CESP	1,73	0,08			11,24	3,29	9,64	2,75			0,08
ELEKTRO	2,60	0,28			13,07	3,90	10,63	3,08			0,28
CPEE							10,98	3,20			2,86
CPFL	2,67	0,29	8,27	1,88			10,72	3,11			0,29
CSPE					9,77	2,80	11,66	3,42			2,80
DMEPC							8,86	2,48			2,48
ELETROPAULO	1,76	0,09			10,13	2,92	10,75	3,12	13,83	6,09	0,09
EBE	1,63	0,06			9,89	2,84	10,11	2,91			0,06
ESCELSA	4,18	0,55	7,10	1,45	10,36	2,86	9,52	2,58			0,55
JAGUARI	4,62	0,74			10,91	3,18	12,60	3,74			0,74
LIGHT	2,60	0,23			10,54	2,98	10,80	3,06	14,07	6,09	0,23
MOCOCA					9,05	2,56	9,47	2,70			2,56
NACIONAL					16,07	4,91	10,19	2,93			2,86
PARANAPANEMA					7,35	1,99	10,42	3,01			1,99
SANTA CRUZ			6,61	1,43	10,40	3,01	8,65	2,42			1,43
SANTA MARIA							8,28	2,16			2,16
NORTE	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tg
CEA							13,04	4,34			2,86
CEAM							13,55	4,51			2,86
CELPA	8,84	1,64	12,74	3,01			14,34	4,21			1,64
CELTINS					13,23	4,01	11,73	3,50			2,86
BOA VISTA							12,29	4,09			2,86
CER							11,04	3,68			2,86
CERON							11,70	3,90			2,86
ELETROACRE							11,42	3,81			2,86
MANAUS			11,86	3,24			13,58	4,52			2,86
CENTRO-OESTE	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tg
CEB	2,61	0,24			8,75	2,40	9,80	2,75	11,94	5,08	0,24
CELG	4,02	0,57	8,82	1,99	10,53	3,01	11,15	3,21			0,57
CEMAT	6,57	1,14			13,26	3,89	13,25	3,87			1,14
CHESP							11,36	3,28			2,86
ENERSUL	7,92	1,51	11,52	2,78	13,67	4,12	12,63	3,76			1,51

REGIÃO/EMPRESA	Tarifas de Uso (R\$/kW)										
NORDESTE	138-88kV		69kV		44-30kV		25-2,3kV		Subterrâneo		Geradores
	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tg
CEAL			9,94	2,39			12,99	3,93			2,39
CELB			8,77	1,95			11,33	3,23			1,95
CELPE			8,81	2,04			11,39	3,35			2,04
CEMAR			7,72	1,73	10,40	3,01	12,17	3,59			1,73
CEPISA			9,60	2,19	8,69	2,38	11,18	3,20			2,19
COELBA	7,55	1,45	10,43	2,50	11,99	3,58	11,45	3,39			2,86
COELCE			10,10	2,26			11,87	3,35			2,26
COSERN			12,18	2,81			13,83	3,97			2,81
ENERGIPE			9,77	2,31			11,84	3,50			2,31
SAELPA			10,13	2,32			11,45	3,27			2,32
SULGIPE			6,89	1,52			11,41	3,36			1,52
SUL	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tg
AES-SUL	4,93	0,89	7,64	1,79			12,64	3,85			0,89
CEEE			11,06	2,73			11,51	3,47	13,74	6,19	2,73
CELESC	4,97	0,86	6,88	1,54	9,33	2,70	10,29	3,02			0,86
COCEL					12,43	3,76	7,47	2,09			2,09
COPEL	8,03	1,58	8,21	1,92	11,17	3,33	10,79	3,20	11,09	4,84	1,58
DEMEI							7,33	2,08			2,08
ELETCAR							7,80	2,24			2,24
FORCEL							14,20	4,34			2,86
JOAO CESA							6,64	1,80			1,80
MUXFELDT							7,88	2,27			2,27
OESTE					7,08	1,97	7,39	2,07			1,97
PANAMBI							7,61	2,17			2,17
RGE			11,57	2,87	13,28	4,08	13,09	4,00			2,86
UENPAL							7,05	1,99			1,99
URUSSANGA							10,70	3,15			2,86
XANXERE							8,46	2,41			2,41