

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL

Em 22 de Junho de 2012.

Assunto: Propõe o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e da tarifa de transporte de Itaipu, o valor dos encargos das distribuidoras associados a TUSDg, a receita para estabelecimento de AD_{TUE} e a aprovação da base de dados de cálculo da TUST para o ciclo 2012-2013.

Referência: Processo nº 48500.005410/2011-01.

I – DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo propor, para vigorarem entre 1º de julho de 2012 e 30 de junho de 2013:

a) os valores das tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica do sistema interligado nacional: TUST-RB, TUST-FR, nos horários de ponta e fora de ponta;

b) a tarifa de transporte de Itaipu;

c) o valor dos encargos anuais de uso do sistema de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional que deverão ser mensalmente aplicados às concessionárias de distribuição que tenham como usuários centrais geradoras conectadas em redes de 138 e 88 kV, de acordo com os arts. 7º e 8º da Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009;

d) O adicional de tarifas de uso específico de que trata o inciso XX do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, incluído pela Lei nº 12.111, de 2009 – AD_{TUE} a ser cobrado pelo uso das instalações destinadas ao intercâmbio internacional de energia elétrica de Garabi I e II, equiparadas à concessionários de transmissão pela Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009; e

e) a aprovação da base de dados de cálculo da TUST, conforme critérios estabelecidos pelas Resoluções nºs 281/1999, 117/2004, 267/2007, 349/2009 e 399/2010.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

II - DOS FATOS

2. A Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, estabeleceu as condições gerais para a contratação do acesso e do uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, bem como a metodologia nodal para o estabelecimento das tarifas de uso dos sistemas de transmissão - TUST.

3. O art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluiu o inciso XVIII no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e atribuiu à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a competência para definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes: a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

4. Em 30 de junho de 2004, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 71, estabelecendo os valores das tarifas de uso do sistema de transmissão de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional, bem como fixando a tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional, não contemplando as alterações metodológicas decorrentes da Audiência Pública nº 019/2004.

5. O art. nº 66 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, estabeleceu que a metodologia de cálculo da TUST locacional seria definida pelo próprio MME, visando a sua estabilidade.

6. Em decorrência de determinação judicial, a ANEEL analisou as proposições para alteração na metodologia de cálculo das tarifas de uso das instalações de transmissão da AP-019/2004 e, por meio da Nota Técnica 030/2004-SRT/ANEEL, de 1º de dezembro de 2004, bem como as contribuições recebidas na referida Audiência Pública, publicou a Resolução Normativa nº 117, de 3 de dezembro de 2004, alterando a sistemática de cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão – TUST. A referida Resolução estabeleceu novos parâmetros a serem utilizados nas simulações com o programa nodal para obtenção das TUST.

7. A Resolução Normativa ANEEL nº 118, de 03 de dezembro de 2004, estabeleceu as TUST para o período de 3 de dezembro de 2004 a 30 de junho de 2005.

8. Em 30 de junho de 2005, a Resolução Homologatória nº 150 estabeleceu os valores das tarifas de uso do sistema de transmissão e do transporte de Itaipu para o ciclo 2005-2006 e revogou a Resolução nº 118/2004.

9. Em 30 de junho de 2006, foi publicada a Resolução Homologatória nº 354, estabelecendo as TUST e tarifas relativas ao transporte de Itaipu para o ciclo 2006-2007. Tal resolução revogou a Resolução Homologatória nº 150/2005.

10. Em 5 de junho de 2007, foi aprovada a Resolução Normativa nº 267, alterando a sistemática de cálculo da TUST para os novos empreendimentos de geração partícipes de leilões de energia. No mesmo dia

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

foi publicada a Resolução Homologatória nº 474, estabelecendo as TUST para as novas centrais geradoras partícipes dos leilões de energia nova do ano de 2007.

11. Em 26 de junho de 2007, foi publicada a Resolução Homologatória nº 497, estabelecendo, para o ciclo 2007-2008, o valor das TUST, a tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional e os valores das tarifas de uso do sistema de distribuição aplicáveis aos geradores TUSDg com conexão as Demais Instalações de Transmissão – DIT compartilhadas e transformadores de fronteira da Rede Básica.

12. Em 06 de agosto de 2007, foi publicada a Resolução Homologatória nº 474, que estabeleceu o conjunto de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, componentes do Sistema Interligado Nacional - SIN, para as centrais geradoras especificadas.

13. Em 01 de setembro de 2007, foi publicada a Resolução Homologatória nº 561, que estabeleceu o conjunto de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão de energia elétrica - TUST, componentes do Sistema Interligado Nacional - SIN, a serem aplicadas à Usina Hidrelétrica Santo Antônio, no rio Madeira, Estado de Rondônia.

14. Em 18 de dezembro de 2007, foi publicada a Resolução Homologatória nº 600, alterando o disposto no art 4º da REH nº 497/2007, ampliando o prazo para quitação do passivo de encargos dos geradores com conexão as DIT compartilhadas e transformadores de fronteira da Rede Básica.

15. Em 10 de abril de 2008, foi publicada a Resolução Homologatória nº 630, que estabeleceu o conjunto de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão de energia elétrica - TUST, componentes do Sistema Interligado Nacional - SIN, a serem aplicadas à Usina Hidrelétrica Jirau, no rio Madeira, Estado de Rondônia.

16. Em 24 de junho de 2008, foi publicada a Resolução Homologatória nº 671, estabelecendo para o ciclo 2008-2009, o valor das TUST, a tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional e os valores das tarifas de uso do sistema de distribuição aplicáveis aos geradores - TUSDg com conexão as Demais Instalações de Transmissão – DIT compartilhadas e transformadores de fronteira da Rede Básica.

17. Em 29 de julho de 2008, foi publicada a Resolução Homologatória nº 681, estabelecendo o conjunto de TUST, fixadas a preço de 1º de junho de 2008, aplicáveis às centrais geradoras participantes do Leilão de Energia de Reserva – LER nº001/2008.

18. Em 1º de agosto de 2008, foi publicada a Resolução Homologatória nº 683, estabelecendo o conjunto de TUST, fixadas a preço de 1º de junho de 2008, aplicáveis às centrais geradoras participantes do Leilão de Energia de Reserva – LER nº002/2008.

19. Em 20 de agosto de 2008, foi publicada a Resolução Homologatória nº 690, estabelecendo o conjunto de TUST, fixadas a preço de 1º de junho de 2008, aplicáveis às centrais geradoras participantes do Leilão de Energia Nova – Leilões nº002/2008 e 003/2008.

20. Em 2 de setembro de 2008, foi publicada a Resolução Homologatória nº 702, estabelecendo o conjunto de TUST, fixadas a preço de 1º de junho de 2008, aplicáveis às centrais geradoras participantes do Leilão de Energia de Reserva – LER nº002/2008, incluindo novas centrais geradoras para o certame.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

21. Em 13 de janeiro de 2009, foi publicada a Resolução Normativa nº 349, estabelecendo os critérios para o cálculo locacional das tarifas de uso do sistema de distribuição aplicáveis às centrais geradoras – TUSDg conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV.
22. Em 14 de janeiro de 2009, foi retificado o critério de parcelamento do passivo de encargos dos geradores alcançados pela REH nº 497/2007, restando permitido apenas para aquelas centrais de geração que assinarem o contrato de uso até 30 de junho de 2009.
23. Em 25 de junho de 2009, foi publicada a Resolução Homologatória nº 844, estabelecendo para o ciclo 2009-2010, o valor das TUST, a tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional e os valores de encargos de uso aplicáveis as concessionárias de distribuição de que trata a REN 349/2009.
24. Em 16 de novembro de 2009, foi publicada a Resolução Homologatória nº 907, estabelecendo o conjunto de TUST, fixadas a preço de 1º de junho de 2009, aplicáveis às centrais geradoras participantes do Leilão de Energia de Reserva – Leilão nº 003/2009.
25. Em 13 de abril de 2010, foi publicada a Resolução Normativa nº 399, que regulamenta as novas condições de contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível e temporário, as formas de cálculo dos encargos e dá outras providências.
26. Em 22 de julho de 2010, foi publicada a Resolução Homologatória nº 1.031, estabelecendo o conjunto de TUST, fixadas a preço de 1º de junho de 2010, aplicáveis às centrais geradoras participantes do Leilão nº 005/2010.
27. Em 23 de julho de 2010, foi publicada a Resolução Homologatória nº 1.032, estabelecendo o conjunto de TUST, fixadas a preço de 1º de junho de 2010, aplicáveis às centrais geradoras participantes do Leilão nº 007/2010.
28. Em 30 de junho de 2010, foi publicada a Resolução Homologatória nº 1.022, estabelecendo para o ciclo 2010-2011, o valor das TUST, a tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional e os valores de encargos de uso aplicáveis as concessionárias de distribuição de que trata a REN nº 349/2009.
29. Em 30 de junho de 2011, foi publicada a Resolução Homologatória nº 1.173, estabelecendo para o ciclo 2011-2012, o valor das TUST, a tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional e os valores de encargos de uso aplicáveis as concessionárias de distribuição de que trata a REN nº 349/2009.
30. Em 09 de maio de 2012, por meio da Carta ONS nº 296/200/2012, o ONS informou, que não foi possível cumprir o disposto no artigo 16º da REN nº 399/2010 e que o relatório de acompanhamento das diferenças entre os MUST contratados e verificados para o ano de 2011 somente será encaminhado em janeiro de 2013. Também informou que foi apurada Parcela de Ineficiência de Ultrapassagem referente ao período de julho de 2010 a junho de 2011 e o adicional financeiro relativo a ultrapassagem a ser repassado para a modicidade tarifária.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

31. Em 22 de maio de 2012, tendo em vista a necessidade de definição das tarifas de uso do sistema de transmissão – TUST encargos para o ciclo 2012-2013, foi encaminhado o Memorando nº 152/2012-SRT/ANEEL à Superintendência de Regulação Econômica – SRE, solicitando os novos valores das tarifas, em R\$/MWh, referentes às Contas de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, bem como reiterando o disposto no Memorando nº 063/2001-SRT/ANEEL, de 29 de março de 2011, referente ao passivo financeiro de custos administrativos das transmissoras associados ao repasse da CCC, CDE e PROINFA.

32. Em 6 de junho de 2012, a SRE encaminhou o Memorando nº 275/2012-SRE/ANEEL (sic 48548.001847/2012-00), em resposta ao Memorando nº 152/2012-SRT/ANEEL informando os novos valores das tarifas referentes as contas CCC e CDE. A SRE informou ainda que está analisando a questão do passivo financeiro relativo aos custos administrativos associados ao repasse da CCC, CDE e PROINFA.

33. A TUST encargos apresenta tarifas distintas de acordo como regime de tributação utilizado pelas transmissoras, uma associada ao regime cumulativo e outra ao regime não-cumulativo.

TABELA 1: TUST Encargos especificados por regime de tributação, considerando PIS/COFINS, para o ciclo tarifário 2012-2013.

REGIME TRIBUTAÇÃO	TUST ENCARGOS - 2012* (R\$/MWh)		
	CCC ISOLADO	CDE(S/SE/CO)	CDE (N/NE)
Não-cumulativo	8,540	12,459	2,751
Cumulativo	8,044	11,735	2,591

*Valores com tributos: Não-cumulativo: PIS/COFINS (9,25%); Cumulativo: PIS/COFINS (3,65%)

34. Em 11 de junho de 2012, por meio do Memorando nº 028/2012-CEL/ANEEL, a CEL encaminhou os dados com a situação de execução das garantias financeiras relativas à Chamada Pública nº 001/2008.

35. A TUST aplicável aos consumidores livres e potencialmente livres correspondente ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA foi homologado pela Resolução Homologatória nº 1.244, de 13 de dezembro de 2011, para o ano de 2012 e não é objeto desta nota técnica, uma vez que existe ato específico sobre a TUST PROINFA.

36. Em resposta ao Ofício nº 103/2012-SRT/ANEEL, de 7 de maio de 2012, o ONS encaminhou a carta ONS-0645/100/2012, de 06 de junho de 2012, informando que as solicitações foram encaminhadas por correspondência eletrônica para o endereço da Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão da ANEEL: master.srt@aneel.gov.br.

37. O ONS destacou ainda que, conforme informado na correspondência ONS-296/200/2012, não foram apuradas as parcelas de ineficiência de ultrapassagem e de ineficiência de sobrecontratação para o ciclo 2011-2012, não sendo encaminhadas as seguintes informações:

“1. Os recursos apurados a título de ultrapassagem de demanda, de forma individualizada por usuário para o período compreendido entre julho/2011 e maio/2012;

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

2. pontos que, apesar de ultrapassarem a demanda contratada, permaneceram dentro do limite de 5% ou 10%, de acordo com as resoluções nº 281/1999 e nº 399/2010;

3. os recursos contratados a título de ineficiência na contratação do uso das distribuidoras conforme REN 399/2010, de forma individualizada por distribuidora para o período janeiro/2011 e dezembro/2011.”

38. Os arquivos enviados pelo ONS contemplam os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST contratados em caráter permanente pelo segmento geração e pelo segmento consumo, deixando aqueles com Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST temporário (Resolução nº 399/2010), representados com um MUST de 1 MW, ou menor. Esse tratamento deve-se ao fato de que essas cargas e gerações contribuiriam fisicamente para o carregamento dos circuitos, alterando o sinal locacional, mas não seriam responsabilizadas pelo pagamento dos encargos correspondentes, já que não têm CUST permanente.

39. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF informou o valor do orçamento do ONS para o período entre 01/07/2012 a 30/06/2013, a ser arrecadado com recursos provenientes da TUST em valor que monta R\$ 473.617.000,00.

III – DA ANÁLISE

40. A Receita Anual Permitida – RAP para o período de julho de 2012 a junho de 2013, foi estimada e encontra-se detalhada na Nota Técnica nº 098/2012–SRT/ANEEL, de 22 de junho de 2012, juntada ao Processo nº 48500.005293/2011-78.

41. Nessa estimativa estão contempladas as instalações de transmissão autorizadas por ato específico da ANEEL com previsão de início de operação comercial até 30 de junho de 2013, que compõem a parcela RBNIA dos contratos de concessão. As obras resultantes de processos licitatórios também tiveram suas Receitas Anuais Permitidas corrigidas para este período, e foram provisionadas com base nos meses previstos de entrada em operação.

42. A parcela RBNI refere-se a instalações autorizadas por ato específico da ANEEL em operação comercial antes de 30 de junho de 2012. Nesta parcela já estão incorporadas as receitas dos empreendimentos que entraram em operação no período julho de 2011 a junho de 2012, ou seja, aqueles empreendimentos que estavam tipificados como RBNIA no ciclo anterior.

43. O déficit ou superávit de arrecadação do período anterior é compensado neste período pela parcela de ajuste – PA. O detalhamento do cálculo da PA está disposto no Processo nº 48500.005293/2011-78, tanto para a arrecadação da Rede Básica (TUST-RB) como para a Rede Básica de Fronteira e Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas (TUST-FR).

44. Dessa forma, a receita total para o cálculo das tarifas de transmissão foi obtida a partir da soma das parcelas RBSE, RBNI, RBNIA, PA (inclusive PIS/COFINS e Revisão Tarifária de Concessionárias de Transmissão), orçamento do ONS (parcela a ser arrecadada por encargos de uso da transmissão), provisão da

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

receita, *pro rata die* para novas instalações de transmissão licitadas previstas para entrar em operação no ciclo tarifário, e provisão de passivos financeiros de usuários.

45. Ressalta-se que para o cálculo das tarifas foram consideradas informações constantes no Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET em 10 de junho de 2012.

46. Por sua vez, a arrecadação dos custos de transporte no ciclo 2012-2013 será realizada pelos usuários da Rede Básica: centrais de geração, concessionárias ou permissionárias de distribuição, autoprodutores e consumidores diretamente conectados àquelas instalações e importadores/exportadores de energia elétrica.

III.1 Composição da Rede Básica e aplicação da TUST

47. A Resolução Normativa nº 67/2004, de 08 de junho de 2004, com nova redação dada pela Resolução Normativa nº 399, de 13 de abril de 2010, atualizou os critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional e das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, discorrendo em seus arts. 3º e 5º sobre a classificação das instalações que compõem a Rede Básica e a composição desta TUST, *in verbis*:

“ Art. 3º Integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN as Instalações de Transmissão, definidas conforme inciso II do artigo anterior, que atendam aos seguintes critérios:

I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e

II – transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

(...)

Art. 5º A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST será constituída por duas componentes, conforme a seguir:

I – TUST_{RB}: aplicável a todos os usuários do SIN; e

II – TUST_{FR}: aplicável apenas à concessionária ou permissionária de distribuição que utilize as instalações descritas no art. 3º, inciso II, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou que se conecte as instalações a que se refere o art. 4º, inciso III, em caráter compartilhado.

§ 1º A TUST_{RB} será calculada de acordo com a metodologia descrita no anexo da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, e levará em conta as parcelas da Receita Anual Permitida – RAP associadas às instalações citadas no art. 3º, inciso I, desta Resolução.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

§ 2º A TUST_{FR} levará em conta as parcelas da RAP, associadas às instalações citadas no inciso II deste artigo, e será rateada pelos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST contratados pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição nos horários de ponta e fora de ponta.

...
§ 6º O ONS fica autorizado a administrar a cobrança diretamente por meio de encargos de uso quando forem iguais a zero os MUSTs contratados por concessionárias ou permissionárias de distribuição que utilizem as instalações descritas no art. 3º, inciso II, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou que se conectem às instalações a que se refere o art. 4º, inciso III, em caráter compartilhado.”

48. Assim, a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST_{RB}, aplicável a todos os usuários do sistema de transmissão, destina-se a remunerar as instalações pertencentes à Rede Básica, ou seja, apenas aquelas dispostas no inciso I, art. 3º da Resolução Normativa nº 067/2004.

49. Já a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica de Fronteira – TUST_{FR} é aplicável apenas as concessionárias ou permissionárias de distribuição, destinando-se a remunerar os transformadores de fronteira. Adicionalmente, tendo em vista a simplicidade e economia processual, DIT compartilhadas por distribuidores são incluídas no cálculo das TUST-FR, ou seja, as instalações referentes ao art 3º, inciso II da REN nº067/2004, e aquelas dispostas no art 4º, inciso III, apenas em caráter compartilhado. Assim, a TUST_{FR} destina-se a remunerar o sistema de transmissão e algumas instalações de âmbito da distribuição – DIT compartilhadas - de forma conjunta.

50. A exceção a essa regra são os consumidores ALCOA - Poços de Caldas e Rima Industrial S.A. A ALCOA – Poços de Caldas teve seu acesso excepcionalmente caracterizado como direto à rede básica pela Resolução Autorizativa nº 501, de 4 de abril de 2006, apesar de sua conexão ser a uma DIT compartilhada em 138 kV na subestação de FURNAS em Poços de Caldas. Desta forma, este consumidor remunera os ativos de fronteira de rede básica daquela subestação, sendo calculada uma TUST_{FR} para o mesmo.

51. A Rima Industrial S.A. também teve seu acesso excepcionalmente caracterizado como direto à rede básica pelo Despacho ANEEL nº 4.909/2011, de 20 de dezembro de 2011, apesar de sua conexão à DIT 138 kV da SE Montes Claros 2, de responsabilidade da CEMIG GT. Da mesma forma, este consumidor remunera os ativos de fronteira de rede básica daquela subestação, sendo calculada uma TUST_{FR} para o mesmo.

52. Cumpre ressaltar que as demais instalações de transmissão de uso compartilhado, antes remuneradas às transmissoras via encargo de conexão, tanto pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição como pelos geradores, a partir da publicação da REN nº 067/2004, foram remuneradas somente pelas concessionárias de distribuição, via TUST_{FR}.

53. A alteração trazida no art. 5º, §2º, da REN 067/2004 visa permitir que parcelas de ajuste sejam incorporadas à TUST_{FR}, cujo mecanismo passou a ser implementado a partir do ciclo 2011-2012.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

III.2 Alterações nas regras de contratação do uso e cálculo da TUSDg trazidos pela Resolução Normativa nº 349/2009.

54. A Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009, alterou os critérios de cálculo da TUST_{RB} e da TUST_{FR} e estabeleceu a metodologia nodal para cálculo da TUSDg de centrais de geração com conexão em redes de distribuição de 138 e 88 kV.

55. A REN 349/2009 alterou algumas regras de contratação do uso do sistema de transmissão. O artigo 18 traz, *in verbis*:

CAPÍTULO IX

DO CUST DAS CENTRAIS GERADORAS

*“Art. 18. Nos CUST das centrais geradoras, **serão nulos os valores de MUST** contratados nos pontos não pertencentes à Rede Básica. (grifo nosso)*

§1º Para atender ao disposto no caput, os atuais CUST celebrados serão aditados no prazo de 90 dias, contados da publicação desta Resolução, devendo o novo MUST ter vigência a partir de 1º de julho de 2009.

§2º As centrais geradoras que venham a alterar o MUST contratado devido ao disposto no caput, não sofrerão os efeitos do inciso II do art. 4º da Resolução Normativa nº 117, de 03 de dezembro de 2004.”

56. Assim, as TUST estáveis calculadas de acordo com o mecanismo de estabilização da REN 117/2004 não serão afetadas pela mudança no MUST levado a zero para centrais geradoras com pontos de conexão em ambos sistemas de transmissão e distribuição, como por exemplo a UHE Jupia.

57. O artigo 18 da REN nº 349/2009 afeta também o artigo 5º, § 3º da REN nº 067/2004, que estabelece a TUST_{FR} para distribuidoras, especialmente para aquelas com centrais geradoras conectadas a DIT compartilhadas e transformadores de fronteira em sua área de concessão. O artigo em referência estabelece:

*§ 3º Para fins de acesso de consumidores livres, **centrais geradoras, importadores e/ou exportadores de energia**, as instalações descritas no art. 4º, inciso III, desta Resolução, deverão ser consideradas como instalações de transmissão de âmbito próprio da distribuição, vinculadas à área de concessão em que se localizem, **devendo a concessionária ou permissionária de distribuição local responder pela totalidade dos MUST contratados por esses usuários**, visando o rateio a que se refere o parágrafo anterior. (grifo nosso)*

58. Assim, quando a REN 349/2009 estabelece no caput do art 18 que os MUST das centrais geradoras em âmbito da distribuição será considerado zero, o critério de rateio de que trata o art. 5º, § 3º, da REN 067/2004 é afetado, e a tarifa resultante será obtida pelo rateio de uma receita por nova base de contratos de usuários pagantes, menor do que a anterior, por considerar somente os montantes das distribuidoras usuárias.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

59. A REN 349/2009 também afeta indiretamente o critério de rateio de custos entre os segmentos consumo e geração atualmente vigente para a Rede Básica. Conforme o art. 2º da REN 117/2004, os custos das instalações de Rede Básica são rateados na proporção de 50% para o segmento consumo e 50% para o segmento geração. Apesar do critério não ter sido alterado, a REN 349/2009 estabelece:

CAPÍTULO X

DO CÁLCULO DA TUST

Art. 19. No cálculo da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST do segmento consumo, do ciclo tarifário 2009/2010 ao ciclo 2012/2013, será considerada a receita apurada no ciclo 2008/2009 com base no MUST dos geradores alcançados pelo art. 18, subtraída da receita referente à componente TUSDg-T.

Parágrafo único. A receita apurada no ciclo 2008/2009 com base no MUST dos geradores alcançados pelo art. 18 será reajustada a cada novo ciclo tarifário e subtraída da receita recuperada do segmento geração.

Art. 20. O cálculo da TUST das centrais geradoras deverá considerar:

I - a partir do ciclo tarifário 2009/2010, a receita recuperada pela TUSDg-ONS;

II - a partir do ciclo tarifário 2013/2014, a receita recuperada pela TUSDg-T.

60. Assim, a receita definida para apuração no ciclo 2008-2009 pelos geradores cujo MUST foi igualado a zero, ou seja, aqueles em âmbito da distribuição, será alocada apenas aos usuário do segmento consumo da Rede Básica. Tal receita totalizou R\$ 404.721.129,96, para o ciclo 2008-2009, em valores de junho de 2008 e contempla o impacto do pagamento de 73 centrais de geração que contratavam 11.548,09 MW a título de MUST. Para o ciclo 2009-2010, a parcela financeira alocada à carga, dados os geradores alcançados pelo art. 18, foi de R\$ 419.522.554,43, a preços de junho de 2009, considerando o índice médio de reajuste da transmissão do período, que foi de 1,037%, levando em conta a participação no total de RAP das instalações de Rede Básica sistêmica em operação do ciclo 2009-2010 de 98,94% de contratos indexados pelo IGP-M e 1,06% de contratos indexados pelo IPCA.

61. Para o ciclo 2010-2011, a parcela financeira alocada à carga, dados os geradores alcançados pelo art. 18, foi de R\$ 437.289.448,33, a preços de junho de 2010, considerando o índice médio de reajuste da transmissão do período, que foi de 4,24%, levando em conta a participação no total de RAP das instalações de Rede Básica sistêmica em operação do ciclo 2010-2011 de 94,526% de contratos indexados pelo IGP-M e 5,474% de contratos indexados pelo IPCA.

62. Para o ciclo 2011-2012, a parcela financeira alocada à carga, dados os geradores alcançados pelo art. 18, foi de R\$ 478.817.989,62, a preços de junho de 2011, considerando o índice médio de reajuste da transmissão do período, que foi de 9,50%, levando em conta a participação no total de RAP das instalações de

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Rede Básica sistêmica em operação do ciclo 2011-2012 de 91,425% de contratos indexados pelo IGP-M e 8,575% de contratos indexados pelo IPCA.

63. Recomenda-se que seja mantida o índice médio de reajuste da transmissão para atualizar o valor para o ciclo 2012-2013. O índice médio neste ciclo é 4,34% considerando a participação no total de RAP das instalações de Rede Básica sistêmica em operação de 89,575% de contratos indexados pelo IGP-M e 10,425% de contratos indexados pelo IPCA.

64. Assim, a receita a ser considerada para os geradores alcançados pelo art. 18 para o ciclo 2011-2012 foi de R\$ 478.817.989,62, a preços de junho de 2011 para R\$ 499.585.691,74, a preços de junho de 2012.

65. O valor da receita associada a componente TUSDg-T a ser arrecadado das centrais em âmbito de distribuição para pagamento de custos da rede básica, a preços de junho de 2012, é de R\$ 45.362.424,00.

66. O valor de receita de Rede Básica a ser rateado entre os usuários do segmento consumo proveniente das disposições do art. 19 da REN nº 349/2009 é de R\$ 499.585.691,74.

67. O art. 20 da REN nº 349/2009, estabelece que as centrais geradoras que acessam diretamente a Rede Básica terão subtraídas de sua responsabilidade de pagamento, os recursos provenientes da TUSDg-ONS arrecadados pelos geradores alcançados pelo art. 18 da mesma, bem como aqueles provenientes das demais centrais de geração com conexão em nível de tensão de 88 ou 138 kV. Os valores dessa arrecadação é de R\$ 36.811.972,21 para o ciclo 2012-2013.

68. O Anexo VIII desta Nota Técnica traz os valores a serem aplicados para o ciclo 2012-2013 referentes aos encargos a título de TUSDg-T e TUSDg-ONS.

III.3 Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

69. As Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST cobradas, desde 1º de julho de 2007, de consumidores livres e de autoprodutores com unidades consumidoras com CUST celebrado devem contemplar os encargos setoriais – Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, em sua composição, em conformidade com o disposto no § 1º do art. 1º do Decreto nº 4.562, de 2002, no art. 3º da Lei nº 10.604, de 2002, e no art. 13 da Lei nº 10.848, de 2004.

70. O Anexo II desta nota técnica apresenta os valores desses encargos, sendo que a forma de apuração e contabilização dos encargos referentes a CCC e CDE deverá observar o estabelecido na Resolução Normativa nº 427, de 22 de fevereiro de 2011.

71. Com relação à tarifa do PROINFA aplicável aos consumidores livres e potencialmente livres, o valor a ser faturado pelas transmissoras a seus consumidores e autoprodutores é o estabelecido na Resolução Homologatória nº 1.244, de 13 de dezembro de 2011, para o ano de 2012. Já para o ano de 2013, a ANEEL publicará Resolução específica com novas tarifas a serem faturadas a partir de 1º de janeiro.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

72. Ademais, a TUST encargos apresenta tarifas de encargos distintas de acordo como regime de tributação utilizado pelas transmissoras, uma associada ao regime cumulativo e outra ao regime não-cumulativo.

73. Nas tarifas propostas já estão previstos os custos administrativos das transmissoras em função do repasse de encargos setoriais cobrados de consumidores livres conectados diretamente à rede básica. No entanto, o pleito das transmissoras de reconhecimento de passivo financeiro gerado pela não provisão destes recursos em tarifas anteriores, não estão contemplados, pois está em análise na SRE como deve se dar o rateio de tais custos.

III.4 Contratos Equivalentes aos Contratos Iniciais

74. A Resolução ANEEL nº 247, de 13 de agosto de 1999, dispôs em seu art. 8º sobre os encargos de uso das instalações de transmissão vinculados aos Contratos Iniciais. No entanto, o art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pelo art. 6º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, facultou às concessionárias de geração de serviço público sob controle federal ou estadual aditar os contratos iniciais ou equivalentes que estivessem em vigor na data de publicação da Lei até dezembro de 2004, não se aplicando, neste caso, o disposto no caput e no inciso II do art. 10 da Lei nº 9.648, de 1998.

75. Entretanto existiam contratos de compra e venda de energia celebrados anteriores a Lei nº 9.648/1998, equivalentes aos Contratos Iniciais, mas seguiam uma regra particular de redução de 10% da demanda para fins de cobrança dos encargos de uso vinculados a esses contratos.

76. Assim, nos ciclos 2006-2007, 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010, 2010-2011 e 2011-2012, foram adotados os seguintes procedimentos:

- a) Fixar como nulo o valor mensal da tarifa de uso das instalações de transmissão da Rede Básica vinculada aos Contratos Iniciais ou equivalentes, nos termos do art. 8º–da Resolução nº-247, de 13 de agosto de 1999; e
- b) Estabelecer que os encargos de uso das instalações de transmissão da Rede Básica associados às demandas de potência remanescentes dos Contratos Equivalentes aos Iniciais atribuíveis aos geradores deverão ser assumidos pelas concessionárias de distribuição supridas, rateados na proporção das suas respectivas cotas-parte nesses contratos.

77. Desta forma, em dezembro de 2011 foram finalizados os contratos equivalentes ao inicial, chegando a zero os percentuais dos encargos totais dos geradores a ser assumido pelas distribuidoras.

III.5 Alterações nas regras de contratação do uso e cálculo da TUST trazidas pela REN 399/2010

78. Os impactos da REN nº 399/2010 a respeito de alteração de contratos, que ocorreram a partir do ciclo 2010-2011 são:

- a) a adequação dos CUST dos usuários do segmento consumo, com efeitos a partir de janeiro, como a contratação por 4 anos civis;

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

- b) a adequação contratual do MUST dos geradores até 30 de março de 2010, com efeitos a partir de 1º julho de 2011;
- c) as regras específicas de postergação, antecipação e alteração dos montantes dos contratos; e
- d) a apuração de ultrapassagens de consumidores e geradores e da ineficiência de contratação por distribuidoras.

79. Até a publicação da REN 399/2010, os importadores/exportadores de energia elétrica, celebravam contratos de uso distintos, um para a importação e outro para a exportação, e estavam sujeitos ao pagamento de tarifas de uso da transmissão e de distribuição em cada contrato. Com a Resolução nº 399/2010, a ANEEL criou, para o acesso à rede básica, uma forma própria de contratação de uso por importadores e exportadores, disciplinada no art. 18.

80. A contratação desses usuários pode ser realizada de duas formas: por meio de CUST de importação/ exportação com incidência tarifária diária, ou por meio de CUST permanentes. Em ambas modalidades, o valor do MUST deve ser contratado considerando a “máxima potência anual injetável e pela máxima potência demandada na Rede Básica” para importação e/ou exportação, respectivamente.

81. A TUST associada a esses empreendimentos será calculada sem separação em horário de ponta e fora de ponta, destinando-se a cobertura de custos de transmissão em ambos horários com uma única tarifa. De forma simples, o encargo de uso mensal de tais usuários será o montante contratado como importação e/ou exportação multiplicado pela TUST importação e/ou exportação e os eventuais fatores multiplicadores associados a modalidade da contratação.

82. A REN nº 399/2010 trouxe alterações nas regras de contratação do uso do sistema de transmissão e alterações das regras de cálculo da TUST no horário fora de ponta, *in verbis*:

“ DO CÁLCULO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA REDE BÁSICA
FORA DO HORÁRIO DE PONTA

Art. 5º As componentes da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST fora do horário de ponta, para o segmento consumo, serão estabelecidas da seguinte forma:

I - TUSTRB de acordo com a metodologia disposta no anexo da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999 e os critérios dispostos na Resolução Normativa nº 117, de 3 de dezembro de 2004; e

II - TUSTFR de acordo com o critério definido na art. 5º da Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004.

...

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Art. 28 Alterar o disposto nos arts. 2º e 4º da Resolução nº 117, de 3 de dezembro de 2004, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º

III – tarifa de uso dos sistemas de transmissão no horário de ponta e fora do horário de ponta para o segmento consumo calculada com o total de custos rateado de forma proporcional ao total de MUST contratado em cada horário;”

83. Além da alteração disposta nos arts. 5º e 28, foi proposto um mecanismo de transição, por meio dos arts. 21 e 22, da REN nº 399/2010:

“Art. 21 Os CUSTs firmados de acordo com o disposto no art. 1º entrarão em execução a partir de 1º de janeiro de 2011, observado os prazos de informação e condições de contratação de que trata o referido artigo.

*§ 1º Os valores dos MUSTs a serem declarados até 31 de outubro de 2010 **serão livremente informados para o horário fora de ponta** e deverão observar o disposto no art. 7º para o horário de ponta.*

...

*Art. 22 **As TUSTs fora do horário de ponta permanecerão iguais a zero até 30 de junho de 2011**, independentemente dos MUSTs contratados para fora do horário de ponta pelos usuários do segmento consumo de acordo com o art. 1º.”(grifo nosso)*

84. As principais alterações nas regras de cálculo da TUST passam a ter efeito a partir do ciclo 2011-2012, com a incidência da TUST fora do horário de ponta. No entanto, mediante solicitação de usuários, a diretoria da ANEEL decidiu expandir o mecanismo de transição para aplicação da TUST fora de ponta por meio da Resolução Normativa nº 429, de 15 de março de 2010, que disciplina:

“Art. 1º Alterar o artigo 22 da Resolução Normativa nº 399, de 13 de abril de 2010, que passa a ter a seguinte redação:

*“Art. 22 **As TUSTs fora do horário de ponta permanecerão iguais a zero até 30 de junho de 2011**, independentemente dos MUSTs contratados para fora do horário de ponta pelos usuários do segmento consumo de acordo com o art. 1º e recuperarão 1/3 (um terço) da receita estabelecida para o horário fora de ponta, cujo total dispõe o art. 2º, inciso III, da REN 117/2004, no ciclo tarifário que se inicia em 1º de julho de 2011, 2/3 (dois terços) da receita de que trata o inciso no ciclo que se inicia em 1º de julho de 2012 e a sua totalidade a partir do ciclo que se inicia em 1º de julho de 2013.*

§1º Para a contratação cujo prazo de declaração se encerrou em 31 de outubro de 2010, fica permitida a redeclaração dos montantes de uso para os horários de ponta e fora de ponta pelos usuários do segmento consumo, em face da transição disposta no caput, até 15 de abril de 2011, com aplicação a partir de 1º de julho de 2011, observando todas as condições dispostas

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

nesta resolução, particularmente os condicionantes associados à redução de MUST dispostas no art. 7º, à necessidade de Parecer de Acesso para aumento de carga prevista no caput do art. 6º e à possibilidade de declaração livre do MUST para o horário fora de ponta prevista no art. 21, §1º.

§2º Para a contratação cujo prazo de declaração se encerra em 31 de outubro de 2011, fica permitida a redução em até 20% (vinte por cento) ao ano por ponto de conexão para o horário fora de ponta, de forma não onerosa, tendo como base o montante previamente contratado para o mesmo ano civil, até o fim do período de que trata o art. 1º.”

85. Assim, no ciclo tarifário 2012-2013 2/3 dos recursos originalmente previstos na REN 399/2010 para o horário fora de ponta serão recuperados, ficando o restante referente ao segmento consumo recuperado no horário de ponta.

86. Para o ciclo 2012-2013, o total contratado de montante de uso do sistema de transmissão pelo segmento consumo no horário de ponta é 81.835,6 MW e no horário fora de ponta é 85.661,6 MW. Desta forma, pelo art. 28 da REN nº 399/2010, a parcela a ser arrecadada no horário de ponta seria de 48,86% da receita alocada ao segmento consumo e, complementarmente, a parcela a ser arrecadada no horário fora de ponta seria de 51,14% da receita alocada ao segmento consumo.

87. No entanto, devido a regra de transição disposta na REN 429/2011, a parcela a ser arrecadada no horário fora de ponta será de 2/3 da relação entre o MUST do horário de fora de ponta e o MUST total (MUST ponta + MUST fora de ponta) neste ciclo, resultando em 34,09 % da receita alocada ao segmento consumo. Assim, a relação final de alocação de receitas nos horários de ponta e fora de ponta do segmento consumo é 65,91% e 34,09%, respectivamente. O valor é R\$ 4.014.977.368,00, para o horário de ponta e R\$ 2.077.222.474,00 para o horário fora de ponta.

III.6 CIEN e ADTUE

88. Em 9 de dezembro de 2009, foi promulgada a Lei nº 12.111, que dispôs, entre outros temas, sobre as instalações de transmissão destinadas a interligações internacionais, alterando o art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

89. A Lei nº 12.111/2009 também alterou os incisos XVIII e XX do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, atribuindo à ANEEL a competência de “*definir adicional de tarifas de uso específico das instalações de interligações internacionais para exportação e importação de energia elétrica, visando à modicidade tarifária dos usuários do sistema de transmissão ou distribuição.*”

90. Em 4 de abril de 2011, o MME editou as Portarias nº 210 e nº 211 que equiparam, para efeitos técnicos e comerciais, aos concessionários de serviços público de transmissão de energia elétrica as instalações, respectivamente, do Sistema de Transmissão Garabi 1 e Garabi 2 necessárias aos intercâmbios internacionais de energia elétrica autorizadas à CIEN, respectivamente, por meio das Resoluções ANEEL nº 130/1998 e 129/1998.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

91. Em 5 de agosto de 2011, foi publicada a Resolução Normativa nº 442, de 26 de julho de 2011, que regulamentou as disposições relativas às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais de que tratam os §§ 6º e 7º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, incluídos pela Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, e o art. 21 do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, estabelecendo o adicional de tarifas de uso específico da seguinte forma:

“Art. 5º O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST a ser firmado com o usuário das instalações de que trata o art. 1º incluirá as obrigações relativas ao uso destas instalações e do sistema de transmissão e terá período de contratação único.

§ 1º O usuário referido no caput será aquele autorizado a importar e/ou exportar energia elétrica por meio de instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais, com contrato de importação e/ou exportação de energia elétrica vinculado a tais instalações.

§ 2º O adicional de tarifas de uso específico de que trata o inciso XX do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, incluído pela Lei nº 12.111, de 2009 – ADTUE será cobrado do usuário e será estabelecido da seguinte forma:

$$ADTUE = K_{AD} \times R_i / 365$$

sendo:

ADTUE – em reais por dia;

K_{AD} – coeficiente temporal dado por $K_{AD} = 2,5 - T/365$;

T – duração do período estabelecido no CUST, em dias;

R_i – somatório de Receitas Anuais Permitidas de instalações de que trata o art. 1º disponibilizadas ao usuário de que trata o caput, em reais.

§ 3º O ADTUE será devido por todos os dias do período contratado e será apurado mensalmente.

§ 4º O valor do K_{AD} fica limitado a 1,5 (um inteiro e cinco décimos) para CUST com prazo de duração superior a 365 (trezentos e sessenta e cinco) dias, e fica limitado a 2 (dois) para CUST com prazo de duração inferior a 183 (cento e oitenta e três) dias.

§ 5º No caso de compartilhamento das instalações de que trata o art. 1º, o cálculo do ADTUE de cada CUST considerará o R_i na proporção dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST contratados.

§ 6º O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS fica autorizado a calcular o valor do ADTUE, de acordo com o disposto neste artigo, a partir do R_i estabelecido pela ANEEL para o ciclo tarifário vigente.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

§ 7º A receita advinda do ADTUE será considerada no cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e visará à modicidade tarifária dos usuários do sistema de transmissão.”

92. Desta forma, no ciclo 2011-2012 o valor apurado pelo ONS referente a parcela ADTUE foi de R\$ 189.606.898,91, a preços de junho de 2011. Este valor está incluindo na Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica e foi considerado visando à modicidade tarifária.

III.7 Passivos de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão do Ciclo 2012-2013

III.7.1. UTE Termonorte I e Termonorte II

93. Após a interligação do sistema Acre-Rondônia com a entrada em operação da linha de transmissão 230 kV Jauru – Vilhena, a data de 23 de outubro de 2009 foi considerada como o início de incidência da tarifa para fins de custeio do sistema de transmissão e para o pagamento de Receitas Anuais Permitidas das instalações de transmissão disponibilizadas pela Eletronorte.

94. Conforme deliberação da Diretoria, por meio do Despacho nº 1.588, de 01 de junho de 2010, foi definido o dia de 23 de outubro de 2009, como a data de início de incidência das tarifas de uso do sistema de transmissão do sistema Acre-Rondônia ao SIN. Portanto, para os geradores desse sistema, incluindo as UTEs Termonorte I e Termonorte II passaram a ter obrigação de contratação de uso a partir de 23 de outubro de 2009.

95. Em 13 de março de 2012, por meio da carta TNE/DIR-051/2012, a Termonorte solicitou orientações com vistas à assinatura de CUST da UTE Termonorte I, em caráter temporário, a partir de 01 de fevereiro de 2012.

96. A Diretoria, por meio do Despacho 1.515, de 02 de maio de 2012, decidiu:

“(i) declarar a perda de objeto do pedido formulado pela Termo Norte Energia Ltda. – Termonorte – de interveniência da Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – CERON – no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST – e no Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT – relativos à Usina Termelétrica – UTE Termonorte I; (ii) determinar à Termonorte que pague ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS –, em até 28 (vinte e oito) meses contados da publicação da decisão ora proposta, o valor de R\$ 15.266.699,20 (quinze milhões, duzentos e sessenta e seis mil, seiscentos e noventa e nove reais e vinte centavos), a preços de junho de 2011, com atualização, em 1º de julho de cada ano, sobre os eventuais valores ainda pendentes de pagamento; e (iii) determinar ao ONS que celebre CUST temporário com a Termonorte, o qual regulará o uso do sistema de transmissão para escoamento da energia produzida pela UTE Termonorte I a partir de 1º de fevereiro de 2012 e terá vigência de até um ano.”

97. Assim, para o ciclo 2012-2013, a UTE Termonorte I será modelada na base de dados representando-se um MUST de 1 MW de forma a contribuir para o carregamento dos circuitos pois assinará um CUST temporário (REN nº 399/2010) e será prevista a arrecadação do passivo no montante de R\$

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

6.586.117,82 referente a 12/28 do valor acumulado para este ciclo, de acordo com a decisão da Diretoria. O valor residual de R\$ 8.781.490,43, a preços de junho de 2012, serão contabilizados nos ciclos seguintes.

98. A UTE Termonorte I será modelada como geração nova, não mais fazendo juz à estabilização preconizada na REN nº 117/2004. Conseqüentemente, as TUST para Termonorte I e II serão distintas.

99. A UTE Termonorte II não firmou CUST e existe um passivo entre 23 de outubro de 2009 e 30 de junho de 2012 de R\$ 98.862.112,05, a preços de junho de 2012, atualizados pelo IVI do período, conforme ilustrado na tabela abaixo.

TABELA 2: Passivo referente aos encargos de uso devido UTE Termonorte II

MÊS	ÍNDICE (IVI)	ENCARGO	ENCARGO ATUALIZADO
out/09	1,196257365	978.706,45	1.170.784,80
nov/09	1,195564910	3.371.100,00	4.030.368,87
dez/09	1,194135576	3.371.100,00	4.025.550,44
jan/10	1,196834594	3.371.100,00	4.034.649,10
fev/10	1,189262485	3.371.100,00	4.009.122,76
mar/10	1,175663508	3.371.100,00	3.963.279,25
abr/10	1,164920359	3.371.100,00	3.927.063,02
mai/10	1,156188399	3.371.100,00	3.897.626,71
jun/10	1,143095101	3.371.100,00	3.371.100,00
jul/10	1,133473497	2.425.560,00	2.749.307,97
ago/10	1,131862040	2.425.560,00	2.745.399,29
set/10	1,123911782	2.425.560,00	2.726.115,46
out/10	1,111755920	2.425.560,00	2.696.630,69
nov/10	1,100887368	2.425.560,00	2.670.268,36
dez/10	1,085759940	2.425.560,00	2.633.575,88
jan/11	1,078354787	2.425.560,00	2.615.614,24
fev/11	1,069829918	2.425.560,00	2.594.936,66
mar/11	1,059454691	2.425.560,00	2.569.770,92
abr/11	1,052751940	2.425.560,00	2.553.513,00
mai/11	1,047775909	2.425.560,00	2.541.443,33
jun/11	1,043237905	2.793.780,00	2.914.577,20
jul/11	1,048960336	2.793.780,00	2.930.564,41
ago/11	1,045820582	2.793.780,00	2.921.792,63
set/11	1,041315553	2.793.780,00	2.909.206,57
out/11	1,034762657	2.793.780,00	2.890.899,21
nov/11	1,029403733	2.793.780,00	2.875.927,56
dez/11	1,024290675	2.793.780,00	2.861.642,80

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

jan/12	1,024835105	2.793.780,00	2.863.163,82
fev/12	1,021963336	2.793.780,00	2.855.140,79
mar/12	1,022050532	2.793.780,00	2.855.384,33
abr/12	1,017925990	2.793.780,00	2.843.861,27
mai/12	1,009403278	2.793.780,00	2.820.050,69
jun/12	1,000000000	2.793.780,00	2.793.780,00
TOTAL		90.947.806,45	R\$ 98.862.112,05

100. O agente entende que não deve assinar tal contrato até que seja deliberado pela Diretoria da ANEEL o pedido de interveniência econômica no CUST da UTE pela CERON. Desta forma, não se tem previsão para quitação do passivo da UTE Termonorte II. Entretanto, a celebração do contrato pode ser resolvida durante o ciclo tarifário 2012-2013. Assim, embora não seja prevista a arrecadação do passivo referente aos ciclos anteriores, a usina deve ser modelada e prevista na arrecadação da receita do ciclo.

III.8 Critérios para cálculo da TUST-RB

101. A metodologia nodal para o estabelecimento de tarifas de uso dos sistemas de transmissão, fixada pela Resolução nº 281, de 01 de outubro de 1999, e com os parâmetros definidos pelas Resoluções Normativas nºs 117/2004, 267/2007, 349/2009, 399/2010 e 429/2011, alcança os consumidores livres, potencialmente livres e todos os concessionários, permissionários e autorizados de serviço público de energia elétrica, englobando portanto, os geradores, distribuidores e os agentes de importação/exportação de energia elétrica.

102. Cabe observar que toda a demanda, por ponto de conexão, deverá ser contratada pelas respectivas distribuidoras e estará sujeita ao pagamento da tarifa nodal em cada ponto de conexão. Propõe-se a publicação das tarifas nodais em cada ponto de conexão na fronteira da Rede Básica e nas fronteiras entre as Demais Instalações de Transmissão compartilhadas – DIT com as distribuidoras, de forma que o ONS possa proceder a contabilização adequada dos valores a serem pagos. Estas tarifas estão mostradas nos Anexos II, III e V desta Nota Técnica.

103. Outro aspecto importante é a criação do mecanismo de estabilização temporal da TUST-RB para as centrais geradoras, conforme definido nos arts. 4º e 5º da Resolução Normativa ANEEL nº 117, de 03 de dezembro de 2004.

104. O mecanismo vigente de estabilização da Resolução Normativa nº 117/2004, vigorará até o ciclo 2012-2013, inclusive, prazo condizente com os contratos de energia firmados no leilão de “energia velha” e visou dar segurança para que os agentes de geração estimassem com menos incerteza os preços da energia a serem oferecidos em leilões.

105. As TUST-RB destinam-se a remunerar as parcelas da Receita Anual Permitida das concessionárias de transmissão referentes à composição da nova classificação da Rede Básica, determinada pela Resolução Normativa nº 067/2004, a partir de 1º de julho de 2004. As tabelas a seguir resumem os valores e cálculos efetuados para a obtenção das tarifas de transmissão:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

TABELA 3: Parâmetros de arrecadação das receitas anuais permitidas associados aos contratos de concessão de transmissão para obtenção da TUST-RB

Rede Básica	ciclo 2011-2012	ciclo 2012-2013	%
I - Adicional REN 270/07 - Valor adicionado à RAP estabelecido pela ANEEL como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, tendo como referência a receita da Parcela Variável Por Indisponibilidade.	11.652.743,11	11.392.425,780	-2,23%
II - Outros Ajustes - Ajustes dos ciclos anteriores.	11.504.243,38	-13.777.214,490	n/a
III - PA Apuração	-113.126.958,72	-409.952.484,040	262,38%
IV - PA PIS/COFINS	335.948,13	417.098,060	24,16%
V - PA Autorizações instaladas sem RAP prévia	3.485.599,71	6.280.711,190	80,19%
VI - PA REVISÃO - Parcela de ajuste relativa a revisão periódica.	-21.088.125,79	-	n/a
VII - Parcela da RAP correspondente às novas instalações autorizadas, integrantes da Rede básica e com receitas estabelecidas por resolução específica após a publicação da Resolução ANEEL nº 167, de 2000 - RBNI	1.727.447.633,21	1.876.386.169,720	8,62%
VIII - Parcela da receita anual permitida referente às instalações de transmissão existentes, integrantes da Rede Básica, conforme as Resoluções nº 166 e nº 167, de 2000 - RBSE	4.386.552.939,51	4.578.054.102,420	4,37%
IX - Parcela da receita anual permitida referente às instalações de transmissão Licitadas - RBL	3.810.931.794,01	4.178.951.718,340	9,66%
X - Previsão de receita para novas instalações de transmissão em implantação até 30/06/2013	356.173.594,80	877.795.147,860	146,45%
XI - Interligações Internacionais	265.053.758,00	278.276.937,550	4,99%
XII - Previsão de receita a ser utilizada no estabelecimento das tarifas nodais de uso do sistema de transmissão – TUST-RB	10.438.923.169,35	11.383.824.612,39	9,05%

106. Observa-se assim, aumento do valor de receita a ser provisionada para a rede básica de 9,05% frente a inflação média de 4,34%, de acordo com o IVI para o período.

107. De acordo com a regulamentação vigente, existem itens a serem considerados para arrecadação e pagamentos para o ciclo 2012-2013, incluindo o orçamento do ONS.

108. A tabela a seguir resume as despesas e recursos adicionais que estão sendo provisionados para o ciclo 2012-2013.

TABELA 4: Despesas e Recursos adicionais não classificados como Receitas Anuais Permitidas para obtenção da TUST-RB

PARÂMETROS	VALORES (R\$)		
	ciclo 2011-2012	ciclo 2012-2013	%

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

XIII - Estimativa do orçamento do ONS:	428.934.000,00	473.617.000,00	6,4%
XIV - Passivo Termonorte I	-	-6.586.117,82	n/a
XV - Previsão de total de arrecadação no ciclo 2012-2013 a ser utilizada no estabelecimento das tarifas nodais de uso do sistema de transmissão – TUST _{RB} : (XII*+XIII+XIV+XV)	10.867.857.169,35	11.850.855.494,57	9,05%

* tabela anterior

109. O valor total previsto para arrecadação por meio da TUST deve ser rateado, entre segmentos carga e geração, considerando como critério de partida o rateio em 50% para cada segmento, de acordo com o art. 2º da REN 117/2004, e como critério final o repasse de parcela dos recursos ao segmento consumo, de acordo com a REN 349/2009.

TABELA 5: Rateio dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

PARÂMETROS	VALORES (R\$)
	Ciclo 2012-2013
I - Receitas totais do Segmento Geração (50%)	5.925.427.747,28
II - Valor a ser repassado ao segmento consumo, de acordo com a REN 349/2009	-499.585.691,74
III - Valor a ser arrecadado pelas centrais geradoras em âmbito de distribuição como TUSDg ONS	-36.811.972,21
IV - Diferença das Tarifas estabilizadas da REN 267/2007*	129.086.972,08
V - TOTAL Segmento Geração: (I +II+III+IV)	5.518.117.055,41
VI - Segmento Consumo (50%)	5.925.427.747,28
VII - Valor a ser custeado pelo segmento consumo, de acordo com a REN 349/2009	499.585.691,74
VIII - Valor a ser arrecadado pelas centrais geradoras em âmbito de distribuição como TUSDg T	45.362.424,00
IX - Diferença das Tarifas estabilizadas da REN 267/2007	-129.086.972,08
X - TOTAL Segmento Consumo: (VI+VII-VIII+IX)	6.250.564.042,94
XI - Previsão Total de Receitas : [V + X+III+VIII]	11.777.231.550,14

* Considera o efeito da motorização dos geradores.

110. Os itens III e VIII da tabela anterior são arrecadados pelas distribuidoras dos geradores de âmbito da distribuição e deverão ser repassados às transmissoras e ONS. O Anexo IX traz os encargos a serem repassados pelas distribuidoras que especifica.

III.9 Critérios para cálculo da TUST-FR

III.9.1 Metodologia

111. A TUST-FR deverá ser aplicada às distribuidoras que utilizem instalações conectadas à Rede Básica por meio de instalações de transmissão de propriedade de transmissoras. No cálculo da TUST-FR são computados transformadores localizados em subestações de Rede Básica e conexões associadas, tanto de

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

uso exclusivo quanto compartilhado, e as Demais Instalações de Transmissão -DIT, em nível de tensão inferior a 230 kV, de uso compartilhado.

112. Com os critérios introduzidos pela REN nº 67/2004, a partir de 1º de julho de 2004 houve alteração na classificação das instalações de transmissão, alterando inclusive, a classificação das demais instalações de transmissão – DIT, de uso exclusivo ou compartilhado pelas concessionárias e permissionárias de distribuição. As instalações de uso exclusivo continuaram a ser remuneradas via encargos de conexão (RPC), os quais passaram a ser devidos a partir de 1º de julho de 2004, tendo sido incluídos como parcela de custos não gerenciáveis na base de cálculo de cada concessionária de distribuição nas datas dos respectivos reajuste ou revisão tarifária ocorridos ao longo do período de julho de 2004 a junho de 2005.

113. A partir do ciclo 2009-2010, o cálculo da TUST-FR não mais considerou diretamente os geradores conectados às instalações da rede básica de fronteira e DIT compartilhadas, de acordo com o Capítulo IX da REN nº 349/2009.

114. Além disso, a REN nº 399/2010 deu nova redação ao Art.5º da REN 67/2004, que passou a dispor:

“§ 2º A TUST_{FR} levará em conta as parcelas da RAP associadas às instalações citadas no inciso II deste artigo, e será rateada pelos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST contratados pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição nos horários de ponta e fora de ponta.”

115. Ou seja, o cálculo da TUST-FR incorporará também a parcela de ajuste proveniente das diferenças entre a RAP e o valor recebido dos usuários do ciclo anterior, associado a tais instalações de fronteira. No entanto, a alteração trazida no art. 5º, §2º, da REN 067/2004, requereu uma mudança no Procedimento de Rede e na forma como o ONS organiza a apuração da Parcela de Ajuste de Fronteira, sendo necessária a sua operacionalização durante o ciclo 2010-2011, e a aplicação efetiva a partir do ciclo 2011-2012.

116. Desta forma, as TUST-FR deste ciclo já contemplarão os déficits ou superávits de arrecadação do período anterior, referente à parcela da receita proveniente da fronteira da rede básica. Ademais, os correspondentes valores de TUST_{FR} para cada ponto de conexão estão destacados no Anexo V desta nota.

III.9.2 Encargos associados às Distribuidoras Acessadas por outros Agentes

117. Pela regulamentação vigente, as instalações não integrantes da Rede Básica, compartilhadas ou não entre as distribuidoras e consumidores livres, centrais geradoras, importadores e exportadores de energia elétrica, deverão ser consideradas como de âmbito da própria distribuidora e vinculadas à sua área de concessão, ficando os agentes que acessam esse sistema incumbidos de pagar tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD para a concessionária local onde se conectem.

118. Para fins de definição da TUST_{FR} referente às instalações de fronteira e das DIT compartilhadas, a distribuidora local responderá apenas pelo MUST diretamente contratado para as suas cargas, não incluindo as centrais geradoras, de acordo com a REN nº 349/2009.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

119. As TUSDg para as centrais geradoras conectadas à rede básica de fronteira e DIT compartilhada não mais serão publicadas na resolução que homologa às TUST. A partir da REN nº 349/2009, as TUSDg serão homologadas por ato administrativo específico sob coordenação da SRD.

III.9.3 Apuração do encargo de uso da Rede Básica de Fronteira para distribuidoras quando o MUST contratado é zero

120. De acordo com a REN 399/2010, que inseriu o art. 5º, §6º, na REN 067/2004, quando uma distribuidora contratar MUST igual a zero, o tratamento dispensado será:

“§ 6º O ONS fica autorizado a administrar a cobrança diretamente por meio de encargos de uso quando forem iguais a zero os MUSTs contratados por concessionárias ou permissionárias de distribuição que utilizem as instalações descritas no art. 3º, inciso II, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou que se conectem às instalações a que se refere o art. 4º, inciso III, em caráter compartilhado.”

121. Para o ciclo 2012-2013, os seguintes pontos de conexão de rede básica de fronteira deverão ser cobrados diretamente por meio de encargos: Brasnorte 230/138 kV, Jauru 230/138 kV, Juba 230/138 kV e Parecis 230/138 kV. Desta forma, caberá ao ONS calcular diretamente os valores associados aos duodécimos mensais, a partir do valor aprovado de RAP constante do Processo nº 48500.005293/2011-78, que contempla o reajuste de receitas das transmissoras.

III.9.4 Resultados para o período 2012-2013 - Parcela de Ajuste de Fronteira e Parcela de Ajuste PIS / COFINS Fronteira

122. O passivo de PIS/PASEP e COFINS estabelecido para ser recolhido dos usuários da rede básica no ciclo 2005-2006 considerava o impacto das alterações, a partir de 1º de dezembro de 2002 e de 31 de outubro de 2003, das cobranças do PIS/PASEP e da COFINS, respectivamente, as quais passaram para o regime de incidência não-cumulativa, no qual ocorreram as alterações nas alíquotas de 0,65% para 1,65%, no caso do PIS/PASEP, e de 3,0% para 7,6% na COFINS, e que fora recolhido nestas condições pelas concessionárias de transmissão.

123. Entretanto, conforme o disposto nas Notas Técnicas nº 224/2006-SFF/ANEEL, de 19 de junho de 2006, e nº 085/2006-SRT/ANEEL, de 20 de junho de 2006, houve entendimento da SFF, corroborado pela SRT, de que tal majoração não é devida ao todo.

124. A partir do ciclo tarifário 2011-2012, as parcelas de ajuste de fronteira referentes à PA - Apuração e PA- Outros Ajustes passaram a ser consideradas juntamente com a RAP para o cálculo da TUST-FR, conforme disposto no Art. 5º §2º da REN 67/2004, com redação dada pela REN nº 399/2010.

III.9.5 Resultados para o período 2012-2013 – Receita Total de Fronteira e DIT compartilhada

125. A tabela a seguir traz os valores para cálculo da TUST de Fronteira, informando os valores totais referentes aos transformadores de fronteira e as DIT de uso compartilhado, já considerando os efeitos econômicos da revisão de transmissoras.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

TABELA 6: Valores para cálculo da TUST-FR

Rede Básica de Fronteira	ciclo 2011-2012	ciclo 2012-2013	%
I - Parcela da RAP correspondente às novas instalações autorizadas, integrantes da Rede básica e com receitas estabelecidas por resolução específica após a publicação da Resolução ANEEL nº 167, de 2000 - RBNI	428.208.749,18	509.593.707,02	19,01%
II - Parcela da receita anual permitida referente às instalações de transmissão existentes, integrantes da Rede Básica, conforme as Resoluções nº 166 e nº 167, de 2000 - RBSE	603.392.960,08	628.535.243,30	4,17%
III - Parcela da receita anual permitida referente às instalações de transmissão Licitadas - RBL	46.984.006,43	81.168.419,42	72,76%
IV - Previsão de receita para novas instalações de transmissão em implantação até 30/06/2012	94.803.317,14	77.094.741,26	-18,68%
V - Outros Ajustes - Ajustes dos ciclos anteriores.	-6.202.433,87	-8.293.798,99	33,72%
VI - PA Apuração - PA Apuração	-62.368.987,07	-12.339.343,70	-80,22%
VII - PA PIS/COFINS - PA PIS/COFINS	144.437,63	374.634,02	159,37%
V - PA Autorizações instaladas sem RAP prévia	174.310,10	270.032,60	54,92%
IX - Previsão de receita de rede básica de fronteira a ser utilizada no estabelecimento das tarifas de uso do sistema de transmissão de fronteira - TUSTFR	1.105.136.359,62	1.276.403.634,93	15,50%
DIT Compartilhada	ciclo 2011-2012	ciclo 2012-2013	
I - Receita referente às demais instalações de transmissão e às instalações de conexão, incluindo as instalações implantadas sob a luz da Resolução 489/2002 - RCDM	56.995.445,54	68.749.344,56	20,62%
II - RPEC	83.687,91	131.867,04	57,57%
III - RPC – Receita das DIT relativas à Resolução nº 166/2000	279.379.253,63	296.591.597,08	6,16%
IV - Previsão de receita para novas instalações de transmissão em implantação até 30/06/2012	9.764.507,18	12.059.206,43	23,50%
V - Outros Ajustes - Ajustes dos ciclos anteriores.	-174.940,43	-4.750.164,98	n/a
VI - PA Apuração	-11.457.630,91	9.636.766,38	-184,11%
VII - PA PIS/COFINS	-6.486,35	-3.660,98	-43,56%
VIII - PA PMIS - Parcela de Ajuste decorrente das obras autorizadas de PMIS - Plano de Modernização das Instalações de Interesse Sistêmico.	977.319,88	1.018.730,25	4,24%
X - Previsão de receita de DIT Compartilhada a ser utilizada no estabelecimento das tarifas de uso do sistema na transmissão de fronteira - TUST FR	335.561.156,45	383.433.685,78	14,27%
Total para cálculo da TUST-FR (RAP- RB FR e DIT compartilhada)	1.440.697.516,07	1.659.837.320,71	15,21%

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

126. Verifica-se aumento do valor de provisão para a TUST-FR de 15,21% considerando a inclusão da parcela de ajuste de fronteira para o cálculo da tarifa.

127. O valor da Tabela 6 inclui a RAP das instalações de fronteira e DIT compartilhadas vinculadas a contratos de uso cujo MUST é igual a zero. Quando o MUST contratado é igual a zero, a REN 399/2010 determina ao ONS que administre a cobrança diretamente via encargos de uso.

III.10 Tarifa de Itaipu

128. A tarifa de transporte de Itaipu, relativa às instalações dedicadas àquela central geradora e não integrantes da Rede Básica com base na razão direta do encargo de conexão devido a FURNAS para o ciclo 2012-2013 é de R\$ 579.926.143,18 valor já reajustado com a aplicação do IGP-M acumulado no período de junho de 2011 a maio de 2012 (4,26%). Acrescenta-se a este valor, a parcela de ajuste do ciclo no montante de R\$ 8.682.131,92, referente ao encargo de transporte da UHE Itaipu, no período de 01/06/2011 a 31/05/2012.

129. Apropriando os valores de potência contratada da UHE Itaipu previstos para o ano de 2012¹, de acordo com a Resolução Homologatória nº 1.240, de 6 de dezembro de 2011, obtém-se a média a ser utilizada no cálculo da tarifa: 11.335,00 MW.

$$\text{Transporte de Itaipu} = \frac{\text{Encargo de Conexão}_{2012-2013} + \text{Parcela de Ajuste}_{2012-2013}}{\text{Demanda Total} \times 12}$$

$$\text{Transporte de Itaipu} = \frac{R\$579.926.143,18 + R\$8.682.131,92}{11.335,00 \text{ MW} \times 12}$$

$$\text{Transporte de Itaipu} = \frac{R\$588.608.275,10}{136020} = \frac{R\$ 4.327,37}{\text{MW}}$$

130. Assim, pela demanda total contratada pelos distribuidores que detêm quotas-parte pela compra de energia proveniente de Itaipu, resultando no valor mensal de R\$ 4.327,37/MW (quatro mil, trezentos e vinte e sete reais e trinta e sete centavos).

131. Desta forma, a tarifa resultante deverá ser paga diretamente à FURNAS pelos contratantes da energia da Itaipu Binacional proporcionalmente as suas cotas parte.

III.11 Tarifas de uso do sistema de transmissão das centrais geradoras alcançadas pela REN 267/2007

132. Em 2007, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 267 que estabeleceu para as centrais geradoras vencedoras de certames de geração de energia nova um conjunto de 10 TUST publicadas previamente a licitação.

¹ Conforme informações da Nota Técnica nº 075/2011-SRG/ANEEL, de 25 de novembro de 2011.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

133. A REN 267/2007 trouxe o tratamento a ser dispensado a tais tarifas previamente publicadas, *in verbis*:

“Art. 2º A ANEEL publicará, previamente aos leilões de energia nova, um conjunto de 10 TUST, aplicável aos novos empreendimentos de geração, inclusive aqueles sob regime de autoprodução ou produção independente de energia elétrica, cuja conexão ao Sistema Interligado Nacional ocorrer diretamente à Rede Básica de Transmissão e que não estejam em operação comercial.

§ 1º As TUST serão aplicadas, uma para cada ciclo tarifário, a partir do ano civil previsto para a operação comercial de cada central geradora.

(...)

§ 4º A primeira TUST do conjunto aplica-se ao ciclo tarifário que se encerra em 30 de junho do ano civil previsto para a entrada em operação comercial da central geradora.

Art. 3º As diferenças anuais apuradas a cada ciclo tarifário, para mais ou para menos, entre as tarifas calculadas para as centrais geradoras, na forma do art. 2º desta Resolução, e aquelas efetivamente obtidas para o mesmo ciclo mediante simulação anual, serão contabilizadas e atribuídas às concessionárias de distribuição e às unidades consumidoras, usuárias da rede básica, na forma de rateio proporcional aos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão - MUST contratados.

Art. 4º Os conjuntos de tarifas estabelecidos na forma do art. 2º desta Resolução serão atualizados monetariamente a cada ciclo tarifário, por meio dos mesmos índices utilizados no reajuste ou revisão das Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão.”

134. A partir do ciclo 2009-2010 foram publicadas as primeiras TUST calculadas de acordo com tal metodologia para as centrais geradoras com previsão de motorização. O anexo IX desta nota técnica apresenta os valores publicados por central de geração, respectivos atos homologatórios e a atualização de valores, de acordo com a REN 267/2007.

135. A atualização dos índices considerou uma participação no total de RAP sistêmica em operação no ciclo 2012-2013 de 89,575% de contratos indexados pelo IGP-M e 10,425% de contratos indexados pelo IPCA, resultando no índice médio de 4,34%.

136. O Anexo VI apresenta as TUSTs aplicáveis no ciclo 2012-2013 para cada gerador alcançado pela REN 267/2007, com previsão de entrada em operação durante o ciclo. Porém, a diferença anual apurada no ciclo, entre as tarifas calculadas e aquelas obtidas na simulação anual, conforme previsto no art.3º da REN 267/2007, será calculada somente para aquelas centrais geradoras que possuem CUST assinado e previsão de entrada no ciclo, com exceção das usinas UHE Santo Antônio, UHE Jirau e UTE Água Emendada, que estão em processo de assinatura de seus contratos.

III.12 Nova Versão do Programa Nodal

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

137. A versão 4.6 do Programa Nodal, atendendo ao disposto na REN 399/2010, realiza o cálculo da TUST para o segmento consumo, contemplando tarifas com sinais locacionais para os patamares de carga no horário de ponta de consumo, bem como no horário fora de ponta.

138. Ainda de acordo com a REN 399/2010, para o ciclo 2012-2013, a TUST fora do horário de ponta recuperará 2/3 (dois terços) da receita estabelecida para o horário fora de ponta. Desta forma, quando do uso do programa, deverá ser utilizado o percentual de 66,67% para recuperação da receita no horário de ponta.

III.12.1 Modelagem de Elementos CC no Programa – Santo Antônio e Jirau

139. No ciclo vigente, parte dos circuitos de corrente contínua associados ao escoamento da energia das usinas do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau) integrarão a Rede Básica.

140. O programa Nodal não trata especificamente elementos de corrente contínua a serem remunerados por receitas da rede básica. O fluxo de potência utilizado pelo programa Nodal para encontrar as relatividades entre as TUST tem por origem um despacho pré-definido dos geradores, de forma proporcional à potência contratada por submercados.

141. Ocorre que os fluxos de potência em instalações de corrente contínua são determinados pelo operador do sistema. Caso se estabeleça os fluxos nas instalações de corrente contínua, fica calculado o custo arrecadado na instalação de transporte em questão. Assim, o nível da TUST dos empreendimentos com sensibilidade positiva e negativa em relação àquela instalação passam a ser afetadas pelo critério de determinação do fluxo de potência na instalação.

142. Foi estabelecido para fins de cálculo da TUST, aproximar os elementos CC vinculados às centrais de geração estruturantes, em termos de custo de reposição e parâmetros de circuito, a um circuito de corrente alternada equivalente de 750 kV. Dessa forma, o fluxo passante nos elos é resultado da convergência de um fluxo de potência, como em todos os demais elementos de transmissão modelados.

143. Os elementos planejados e o custo de reposição (conforme metodologia da Nota Técnica nº 003/1999-SRT/ANEEL, de 24 de novembro de 1999) a ser utilizado para o ciclo 2012-2013 são apresentados na tabela a seguir:

TABELA 9: Custos de elementos de corrente contínua - CC

Sistema CC	Previsão de entrada em operação*	Elemento	Custo Utilizado no Programa Nodal (R\$ x 1000)**
Elo CC Porto Velho – Araraquara (2375 km)	27/11/2012	Linha CC 1	1.020.490,00
		Pólo 1	369.852,00
		Pólo 2	369.852,00
Elo CC Porto Velho – Araraquara (2375 km)	26/02/2013	Linha CC 2	1.020.490,00
		Pólo 3	335.178,00
		Pólo 4	335.178,00
Back-to-back Porto Velho	26/06/2012	BTB	235.010,00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

* Informações Sistema de Gestão da Transmissão – Siget em 10 de junho de 2012.

**Referência de preços: Custos de reposição da Eletrobrás de 1999.

III.12.2 Modelagem do Sistema Tucuruí - Macapá - Manaus

144. Está previsto para maio/2013 a entrada em operação do Sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, contemplando a entrada das seguintes instalações: LT Tucuruí – Xingu 500 kV, LT Xingu – Jurupari 500 kV, LT Jurupari – Oriximiná 500 kV e as subestações Jurupari 500/230 kV e Oriximiná 500/230 kV, além das linhas de transmissão em 230 kV: LT Jurupari – Laranjal, LT Laranjal – Macapá, LT Oriximiná – Silves, LT Silves – Lechuga e LT Lechuga – Jorge Teixeira.

145. Entretanto, até esta data não foram celebrados os CUST entre os usuários e ONS, tampouco emitido Parecer de Acesso para os novos pontos de conexão com a rede básica. Desta forma, não foram representados na base de dados valores de carga e de geração previstos para se conectarem ao sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, porém a rede prevista para entrar em operação foi modelada e custeada na base de dados.

III.12.3 Modelagem da região de Ijuí/RS

146. A subestação Ijuí 2 230/69 kV está prevista para entrada em operação em outubro de 2012. Com a entrada dessa subestação, as concessionárias e permissionárias dessa região, até então supridas pela distribuidora RGE, passarão a contratar o uso do sistema de transmissão individualmente, são elas: Hidropan, Ceriluz, Coprel e Demei.

147. Sendo assim, as instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo da RGE serão reclassificadas como DIT compartilhada. Ademais, na modelagem da base de dados foram consideradas as minutas de CUST da RGE, Hidropan, Ceriluz, Coprel e Demei, de modo a contemplar os MUST contratados nos pontos de conexão acessados por esses usuários.

III.13 Questões a respeito da Contratação de Uso do Sistema de Transmissão

148. A compatibilidade da base de dados e do ambiente contratual leva em consideração a data de entrada em operação das instalações de transmissão e as datas de contratação dos MUSTs por parte dos usuários.

149. Para os pontos de contratação de fronteira foram encontrados pontos em que há um descasamento entre a data de previsão de disponibilidade das instalações e a data de contratação do MUST. Com intuito de garantir o cálculo da TUST-FR de forma mais adequada foram ajustadas as datas de contratação dos seguintes pontos de contratação em 138 kV: SE Corumbá 2, SE Sete Lagoas 4, SE Nobres, SE Lucas do Rio Verde. Nestes casos, os MUSTs contratados foram antecipados para contabilizar com a entrada das instalações.

150. Já para o caso dos pontos de conexão da SE Linhares 138 kV e SE Tucuruí 69 kV, já existem MUST contratados nesses pontos para o ciclo 2012-2013, porém a previsão de entrada das instalações está

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

prevista para dezembro de 2013, ou seja, fora do horizonte do ciclo 2012-2013. Desta forma, estes pontos não foram considerados na base de dados.

III.13.1 Consideração na base de dados de cálculo da TUST de Centrais Geradoras com pendências ou condições contratuais especiais

151. As questões contratuais envolvendo as centrais de geração foram objeto de reunião entre a SRT e o Diretor-relator do processo, por meio da qual restou estabelecido o que segue.

152. As centrais eólicas Cerro Chato I, Cerro Chato II e Cerro Chato III anteciparam a entrada em operação para o ciclo 2010-2011, e tiveram suas tarifas calculadas conforme o art. 4º, inciso II, da REN 117/2004. Já no ciclo 2012-2013 iniciam suas sequências tarifárias de acordo com a metodologia da REN 267/2007, estabelecidas pela REH 907/2009.

153. A usina UHE Jirau possui conjunto de TUST estabilizada, estabelecido a partir de 1º de janeiro de 2013, porém em face à antecipação da entrada em operação, sua sequência será ajustada para todo o ciclo 2012-2013, preservando a periodicidade anual de estabelecimento da TUST calculada de acordo com a REN 267/2007, conforme decisão da Diretoria Colegiada em atos específicos[1]. Sendo assim, para fins de base de dados a usina será modelada conforme seu Parecer de Acesso, considerando a motorização total prevista para junho de 2013 (1.180,7 MW).

154. Para a UHE Santo Antônio, dada a ausência do CUST, o MUST a ser utilizado na base de dados será aquele informado no Parecer de Acesso, considerando a motorização total prevista para junho de 2013 (1.269,73).

155. A usina eólica Alegria I (New Energy) havia informado a mudança do ponto de conexão durante para o âmbito da distribuição, no ciclo 2010-2011, sendo retirada da base de dados da TUST no ciclo 2011-2012. Entretanto, em 01/12/2011, foi celebrado o Termo Aditivo nº 1 ao CUST nº 044/2010, passando a contratar o uso da rede básica a partir daquela data. Sendo assim, a usina será considerada como nova no ciclo que se inicia.

156. As usinas termelétricas Nardini Aporé, Berneck e Palmeira de Goiás entraram em operação durante o ciclo 2011-2012 e serão modeladas como novas na base de dados.

157. As UTEs Terra Verde, Vale do Vacaria e Anhanduí têm CUST assinados e previsão de entrada em operação desde o ciclo 2011-2012, porém está em análise na Agência, o processo de revogação das outorgas. Desta forma, elas serão representadas na base de dados com 1 MW. Esse tratamento permite que seja calculado um valor de TUST para cada usina, sem que elas estejam previstas no rateio de pagamento dos encargos correspondentes, evitando a falta de arrecadação durante o ciclo.

158. A UTE Amandina tem CUST assinado com previsão de operação em 01/03/2012. Porém, no ciclo 2011-2012 havia processo de revogação da outorga em tramitação na Agência, de modo que está usina

[1] UHS Santo Antônio – Despacho nº 1.399/2010; UHE Foz do Chapecó – Despacho nº 2619/2010; UHE Estreito – Despacho nº 1774/2011; UTE Porto do Pecém I – Despacho nº 2441/2011.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

não foi representada na base de dados. Entretanto, a Resolução Autorizativa nº 1.977, de 23 de junho de 2009, prevê o início dos testes da usina a partir de maio de 2013. Ademais, em 13 de abril de 2012, por meio do Despacho SCG nº 1.236, foi alterada a potência instalada da UTE Amandina de 32 MW para 40 MW e alteração do ponto de conexão para a SE Ivinhema em 230 kV, por meio de uma linha de transmissão de interesse restrito e subestação elevadora de 13,8/230 kV. Desta forma, a usina será modelada e terá sua TUST publicada para o ciclo 2012-2013.

159. As usinas EOL Pedra Branca, EOL São Pedro do Lago, EOL Sete Gameleiras, EOL Taíba Águia, EOL Taíba Andorinha, EOL Colônia, EOL Icarai I e EOL Icarai II têm previsão de entrada em operação no ciclo que se inicia e portanto serão modeladas. Já as usinas UHE Anhanduí e UTE Suape II também entrarão no ciclo, modeladas como novas e cálculo de TUST conforme metodologia da REN 117/2004.

160. As usinas eólicas União dos Ventos (de 1 a 10), Morro dos Ventos (I, III, IV, VI e IX), possuem CUST assinados com previsão de entrada em operação durante o ciclo 2012-2013, porém a conexão dessas usinas à rede básica se dará por meio da ICG João Câmara 230 kV que tem previsão de entrada em operação para 30/06/2013, ou seja, no último dia do ciclo 2012-2013. Desta forma, as usinas não serão modeladas na base de dados, mas terão suas TUST publicadas.

161. As usinas UTEs Alto Taquari, Jataí e Morro Vermelho possuem CUST assinados que já deveriam estar em execução desde o ciclo passado. Devido ao atraso na conclusão da subestação Jataí, prevista atualmente para 31/10/2012, tais usinas não foram modeladas no ciclo passado, mas serão incluídas na base de dados do ciclo 2012-2013.

162. Conforme Despacho nº 1.515/2012, a UTE Termonorte I deverá firmar com o ONS um CUST temporário. Assim, para o ciclo 2012-2013, a UTE Termonorte I será modelada na base de com MUST igual a 1MW e será prevista a arrecadação do passivo referente ao ciclo tarifário, conforme decisão da Diretoria.

163. A UTE Termonorte II ainda não assinou o CUST, mas está em operação comercial. Entende-se que a situação enseja a sua modelagem e a previsão de arrecadação. Sendo assim, nos ciclos 2010-2011 e 2011-2012 foi considerada a previsão de arrecadação dos encargos da usina, o que não ocorreu, devido a não assinatura do CUST. Para o ciclo 2012-2013 corroboramos o mesmo entendimento de que a usina deve ser modelada na base de dados como existente e considerada na previsão de arrecadação no ciclo.

164. A Duke Energy solicitou excepcionalidade ao artigo 9º da Resolução Normativa nº 399, quanto à alteração da potência instalada em valor superior a 5% da UHE Taquaruçu, que altera a sua forma de cálculo da TUST. A análise do pleito foi feita na Nota Técnica nº 095/2012-SRT/ANEEL, de 19 de junho de 2012, anexa ao processo 48500.005410/2011-01. A conclusão da referida Nota Técnica que será adotada no cálculo tarifário do ciclo 2012-2013 é acatar o pedido e manter a estabilidade das TUST calculadas conforme dispõe o inciso I art. 4º da REN 117/2004.

165. A UHE Mauá teve seu cronograma de implantação alterado por meio do Termo Aditivo nº 01 ao Contrato de Concessão nº 01/2007, aprovado em decisão da Diretoria Colegiada por meio do Despacho nº 1.611, de 17 de abril de 2012, que estão previstos os testes de comissionamento das unidades geradoras (UG1, UG2 e UG3) em 20/06/2012, 05/08/2012 e 20/09/2012, porém o Consórcio Energético Cruzeiro do Sul entrou com pedido de reconsideração contra o Despacho nº 1.611. Ocorre que a previsão de entrada em

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

operação da usina é para o ciclo 2012-2013 e apesar de não haver CUST firmado com o ONS, a UHE Mauá será modelada na base de dados com sua potência instalada de 388 MW, possibilitando o cálculo da TUST, porém não será considerada para fins de arrecadação, visto que ainda não possui CUST celebrado.

166. A UHE Ponte de Pedra tem liminar judicial para pagar a mesma TUST da UHE Itiquira. Ambas estão conectadas na mesma barra de Rede Básica, porém com entrada em operação comercial e motorizações em ciclos tarifários distintos. Tal condição levou a publicação de TUST distintas para os agentes. Diante deste fato a UHE Ponte de Pedra recorreu ao juízo e detém liminar indicando o pagamento de mesma tarifa da UHE Itiquira.

167. Recomenda-se que para a UHE Ponte de Pedra, seja publicado a TUST de acordo com os critérios estabelecidos pela ANEEL, mas que seja apurado pelo ONS o valor igual ao da UHE Itiquira, de forma a cumprir a liminar. Assim recomenda-se manter as duas tarifas homologadas, aquela da liminar, publicada para a UHE Itiquira e aquela calculada de acordo com o critério que a ANEEL entende como correto. Tal decisão não tem como objetivo a afronta ao juízo, mas sim manter o histórico tarifário para permitir a manifestação na decisão de mérito. Desta forma, existirão à época as duas tarifas, não sendo necessário o cálculo retroativo de tarifas, que afetaria a tarifa de todos os demais usuários.

III.13.2. Contratos não permanentes:

168. Atualmente, existem usuários com CUST não permanentes vigentes. A TUST a ser publicada para tais usuários deve observar a metodologia nodal não estabilizada (mecanismos de estabilização tarifária não são aplicáveis aos casos) e a previsão de arrecadação, *pro rata tempore*, deve ser considerada igual a 0, de forma a observar o art. 3º, inciso XVIII, item “a” da Lei nº 9.427/1996.

169. Alcança-se tal objetivo pela publicação da TUST com MUST considerado de 1 MW na barra de conexão disposta no CUST de tais agentes, caso já não exista outro agente de mesmo segmento no ponto de conexão.

170. Para os importadores, deve ainda ser considerada a possibilidade de exportação, sendo que as TUSTs devem ser consideradas com os mesmos critérios, mas com a condição de retirada da Rede Básica (TUST aplicável à carga sem separação por horário de contratação, de acordo com a REN 399/2010).

III.14 Apuração de ultrapassagem de demanda de usuários

171. Para o ciclo 2012-2013 foram apurados, de acordo com a REN 399/2010, os valores a referentes a ultrapassagem por parte dos usuários serão revertidos para modicidade tarifária no valor total de R\$ 56.944.151,91, a preços de junho de 2011, no período entre junho de 2011 e maio de 2012. Tal valor está contemplado no total de Parcela de Ajuste que está sendo devolvido aos consumidores no ciclo 2012-2013.

III.15 Parcela Variável – REN 270/2007

172. A Parcela Variável – PV é o desconto, previsto em contrato e em regulamento, na RAP das transmissoras em função da indisponibilidade ou restrição operativa das instalações integrantes da Rede

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Básica sob sua responsabilidade. Durante o período de junho de 2011 a maio de 2012 foi descontado da receita das transmissoras o valor de R\$ 77.275.621,96. Deste valor, conforme o disposto na Resolução Normativa nº 270/2007, R\$ 11.392.425,78 são repassados às concessionárias de transmissão com melhores desempenhos.

173. Assim, o valor líquido a ser considerado em Parcela de Ajuste em prol da modicidade tarifária é de R\$ 65.883.196,18, conforme apresentado na NT nº 098/2012-SRT/ANEEL, de 22/06/2012, que trata do reajuste das RAPs das transmissoras.

IV – DO FUNDAMENTO LEGAL

174. A Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, em seu art. 15, § 6º, do art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996,. O art. 9º da Lei 10.848, de 15 de março de 2004.

175. O art. 13 da Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973, e o art. 13 da Lei n 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

176. A Resolução ANEEL nº 281, de 1º de outubro de 1999, A Resolução Normativa ANEEL nº 117, de 03 de dezembro de 2004, A Resolução Normativa nº 267, de 5 de junho de 2007,. A Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009, A Resolução Normativa nº 399, de 13 de abril de 2010, que alterou as regras para contratação do uso do sistema de transmissão.

177. Contratos de Concessão das Transmissoras determinam a data de reajuste de suas receitas anuais permitidas o mês de julho de cada ano.

V – DA CONCLUSÃO

178. Diante do exposto nesta Nota Técnica, conclui-se:

- i) Que os valores das tarifas e encargos de uso que constam dos anexos desta nota técnica estão em condições de serem propostos à Diretoria Colegiada da ANEEL para vigorarem entre 1º de julho de 2012 e 30 de junho de 2013;
- ii) Por propor o valor de receita a ser utilizado pelo ONS para cálculo do adicional de tarifa de uso específico - AD_{TUE} das instalações destinadas à interligações internacionais;
- iii) Por propor a tarifa de transporte devida pelos cotistas parte de Itaipu relativa às instalações dedicadas àquela central geradora e não integrantes da Rede Básica com base na razão direta do encargo de conexão devido a FURNAS;
- iv) Por propor a aplicação da TUST para as centrais geradoras alcançadas pela REN 267/2007 de acordo com o Anexo VI desta Nota, para o ciclo tarifário 2012-2013;

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

- v) Por propor os encargos devidos pelas distribuidoras as transmissoras em função da REN nº 349/2009, de acordo com Anexo VIII.

VI – DA RECOMENDAÇÃO

179. Recomenda-se a publicação de Resolução Homologatória estabelecendo as tarifas e encargos de transmissão de energia elétrica conforme Anexos I, II, III, IV, V, VI e VIII desta Nota Técnica, e a tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional.

ALEXANDRA LÚCIO SALES
Especialista em Regulação
de Serviços Públicos de Energia

ANDRÉ MEISTER
Especialista em Regulação
de Serviços Públicos de Energia

DENIS PEREZ JANNUZZI
Especialista em Regulação
de Serviços Públicos de Energia

De acordo:

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

ANEXO I

TARIFAS DE USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPONENTES DA REDE BÁSICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL, APLICÁVEIS A CENTRAIS GERADORAS ALCANÇADAS PELA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 117, DE 3 DE DEZEMBRO DE 2004

Central Geradora		U.F	TUST R\$/kW.mês
EOL	ALEGRIA I(NEW ENERGY)	RN	4,440
EOL	ALEGRIA II(NEW ENERGY)	RN	4,992
EOL	B.VENTOS(VENTOS)	CE	4,745
EOL	CANOVA QUEBRADA(VENTOS)	CE	4,745
EOL	DOS INDIOS(V.DO SUL)	RS	1,522
EOL	ENACEL(VENTOS)	CE	4,745
EOL	ICARAIZINHO	CE	4,957
EOL	OSORIO(V.DO SUL)	RS	1,522
EOL	PRAIA DO MORGADO	CE	4,957
EOL	PRAIA FORMOSA	CE	4,780
EOL	SANGRADOURO(V.DO SUL)	RS	1,522
EOL	VOLTA DO RIO(ELETROWIND)	CE	4,957
PCH	INDAIA GRANDE (FIGUEIRA)	MS	5,581
PCH	INDAIAZINHO (GUATAMBU)	MS	5,581
PCH	PEZZI	RS	3,218
PCH	SERRA DOS CAVALINHOS	RS	3,218
UHE	14 DE JULHO (CERAN)	RS	3,174
UHE	AGUA VERMELHA	SP	4,161
UHE	AIMORES	MG	0,580
UHE	ANHANDUI	MS	5,307
UHE	APOLONIO SALES (MOXOTO)	BA	7,895
UHE	B.DOS COQUEIROS (GERDAU)	GO	5,771
UHE	BAGUARI	MG	3,397
UHE	BARRA GRANDE	SC	3,937
UHE	BOA ESPERANCA	PI	6,126
UHE	CACHOEIRA DOURADA - RB	GO	5,664
UHE	CACU (GERDAU)	GO	5,771
UHE	CAMPOS NOVOS	SC	3,884
UHE	CANA BRAVA	GO	5,643
UHE	CAPIVARA	SP	4,248
UHE	CASTRO ALVES (CERAN)	RS	3,232
UHE	CHAVANTES	SP	2,263
UHE	CORUMBA I	GO	5,102
UHE	DARDANELOS	MT	7,446
UHE	DONA FRANCISCA	RS	3,600
UHE	EMBORCACAO	MG	4,696
UHE	ESTREITO(L.C.BARRETO)	SP	3,573
UHE	FOZ DO RIO CLARO	GO	5,641

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Central Geradora		U.F	TUST R\$/kW.mês
UHE	FURNAS	MG	3,159
UHE	GOV. BENTO MUNHOZ(AREIA)	PR	4,103
UHE	GOV. PARIGOT SOUZA	PR	1,813
UHE	GUILMAN AMORIM	MG	1,935
UHE	HENRY BORDEN - RB	SP	1,957
UHE	ILHA SOLTEIRA	SP	4,256
UHE	IRAPE	MG	4,087
UHE	ITA	SC	4,550
UHE	ITAIPU	PR	3,525
UHE	ITAPARICA (SL GONZAGA)	PE	7,572
UHE	ITAPEBI	BA	6,304
UHE	ITAUBA	RS	3,491
UHE	ITIQUEIRA(I,II)	MT	9,746
UHE	ITUMBIARA	MG	5,071
UHE	JAGUARA	MG	3,676
UHE	JUPIA - RB	SP	4,209
UHE	JURUMIRIM (A.A.LAYDNER)	SP	1,391
UHE	LAJEADO	TO	6,661
UHE	MACHADINHO	SC	4,293
UHE	MANSO	MT	11,430
UHE	MARIMBONDO	MG	4,485
UHE	MASCARENHAS DE MORAES (PEIX.	MG	3,422
UHE	MONTE CLARO (CERAN)	RS	2,353
UHE	NOVA PONTE	MG	4,402
UHE	PASSO FUNDO	RS	2,577
UHE	PASSO REAL	RS	3,239
UHE	PAULO AFONSO I, II, III	BA	7,895
UHE	PAULO AFONSO IV	BA	7,790
UHE	PEDRA DO CAVALO	BA	6,204
UHE	PEIXE ANGICAL	TO	5,972
UHE	PIRAJU	SP	1,884
UHE	PONTE DE PEDRA	MT	13,897
UHE	PORTO ESTRELA	MG	1,933
UHE	PORTO PRIMAVERA(S.MOTTA)	SP	4,463
UHE	SA CARVALHO	MG	0,187
UHE	SALTO	GO	5,771
UHE	SALTO CAXIAS (G.J.RICHA)	PR	4,925
UHE	SALTO DO RIO VERDINHO	GO	5,641
UHE	SALTO OSORIO	PR	3,996
UHE	SALTO SANTIAGO	PR	4,712
UHE	SALTO SEGREDO(GOV.N.BRAGA)	PR	4,554
UHE	SAMUEL	RO	8,425
UHE	SAO SALVADOR	TO	5,724
UHE	SAO SIMAO	MG	4,933

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Central Geradora		U.F	TUST R\$/kW.mês
UHE	SERRA DA MESA	GO	5,929
UHE	SOBRADINHO	BA	7,551
UHE	TAQUARUCU	SP	4,148
UHE	TRES IRMAOS	SP	4,308
UHE	TRES MARIAS	MG	2,821
UHE	TUCURUI	PA	6,730
UHE	VOLTA GRANDE	MG	4,000
UHE	XINGO	AL	7,783
UTE	AMANDINA	MS	5,169
UTE	ANGRA I	RJ	2,501
UTE	ANGRA II	RJ	2,501
UTE	ARAUCARIA	PR	2,612
UTE	BERNECK	PR	2,994
UTE	CAMACARI	BA	6,202
UTE	CAMACARI MURICY (ECM)	BA	4,812
UTE	CAMACARI POLO (AREMBEPE)	BA	4,812
UTE	CANDIOTA III (CGTEE)	RS	3,904
UTE	CELSO FURTADO(TERMOBAHIA)	BA	5,876
UTE	CHAPADAO	MS	5,581
UTE	CHARQUEADAS	RS	1,972
UTE	DO ATLANTICO (CSA)	RJ	3,186
UTE	ELDORADO	MS	4,857
UTE	EUZEBIO ROCHA (CUBATAO)	SP	2,621
UTE	FERNANDO GASPARIAN - RB	SP	2,546
UTE	FORTALEZA	CE	5,259
UTE	GLOBAL I (CANDEIAS)	BA	5,087
UTE	GLOBAL II (CANDEIAS)	BA	5,087
UTE	GOIANIA II (BRENTech)	GO	3,964
UTE	IVINHEMA	MS	5,169
UTE	J.S.PEREIRA(TERMOACU)	RN	3,944
UTE	JORGE LACERDA A,B,C	SC	2,647
UTE	MARIO LAGO(TERMOMACAE)	RJ	2,357
UTE	NARDINI	MS	5,581
UTE	NORTE FLUMINENSE	RJ	2,410
UTE	NOVA OLINDA I (GERANORTE)	MA	4,820
UTE	PALMEIRAS DE GOIAS	GO	5,048
UTE	PAU FERRO I (EPESA)	PE	4,349
UTE	PIRATININGA - RB	SP	2,546
UTE	PRES.MEDICI A,B	RS	2,952
UTE	QUIRINOPOLIS (UJS)	GO	5,889
UTE	SANTA LUZIA II	MS	5,386
UTE	SAO JERONIMO - RB	RS	1,972
UTE	SEPE TIARAJU (CANOAS)	RS	2,396
UTE	TERMOCEARA	CE	5,152

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Central Geradora		U.F	TUST R\$/kW.mês
UTE	TERMOMANAUS (EPESA)	PE	4,349
UTE	TERMONORTE I	RO	9,682
UTE	TERMONORTE II	RO	8,366
UTE	TERMOPERNAMBUCO	PE	6,204
UTE	TERRA VERDE I	MS	5,169
UTE	TROPICAL BIO I	GO	5,255
UTE	URUGUAIANA	RS	3,128
UTE	VALE DO VACARIA	MS	5,307
UTE	VERACEL	BA	4,061

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

ANEXO II

TARIFAS DE USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPONENTES DA REDE BÁSICA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO INTERLIGADO, APLICÁVEIS A CONSUMIDORES LIVRES, CONSUMIDORES POTENCIALMENTE LIVRES E AUTOPRODUTORES, COM UNIDADES CONSUMIDORAS CONECTADAS À REDE BÁSICA

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO (Barramento/Subestação)	Nº DA BARRA	U.F.	TUST FIO PONTA (R\$/kW.mês)	TUST FIO FORA PONTA (R\$/kW.mês)	TUST ENCARGOS (R\$/MWh)					
						CCC Isolado*		CDE S/SE/CO*		CDE N/NE*	
						Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo
AGRO ENERGIA - UTE SANTA LUZIA I (CARGA)	SE BRILHANTE - 230 KV	1087	MS	3,032	1,425	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
ALBRÁS	SE VILA DO CONDE - 230 KV	6461	PA	3,310	1,613	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
ALCOA - MG **	SE POÇOS DE CALDAS	170	MG	4,143 + 1,089	2,041 + 0,542	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
ALUMAR	SE SÃO LUIZ II - 230 KV	5551	MA	3,747	1,819	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
ALUNORTE (CPL)	SE VILA DO CONDE - 230 KV	6461	PA	3,310	1,613	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
ANGLO AMERICAN (BARRO ALTO)	SE BARRO ALTO - 230KV	229	GO	4,082	2,006	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
ANGLO AMERICAN (CODEMIN)	SE NIQUELÂNDIA - 230 KV	787	GO	3,472	1,688	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
ANGLO FERROUS	SE ITABIRA II - 230 KV	1534	MG	4,899	2,439	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
ANGLOGOLD ASHANTI MINERAÇÃO (ANTIGA MINA CUIABÁ)	SECC. LT 230KV TAQUARIL/ITABIRA 2	1497	MG	4,628	2,305	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
ANGLOGOLD ASHANTI CÔRREGO DO SÍTIO MINERAÇÃO (SÃO BENTO MINERAÇÃO)	SE 230 KV BARÃO DE COCAIS 2	9006	MG	4,797	2,389	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
APERAM (ex.ARCELORMITTAL INOX BRASIL ex.ACESITA)	EXT. DA LT IPATINGA 1/ACESITA - 230 KV	1596	MG	5,053	2,567	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
ARCELORMITTAL BRASIL (MONLEVADE/BELGO)	SE JOÃO MONLEVADE II- 230 KV	1520	MG	5,220	2,595	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
BERNECK	SE C.INDUSTRIAL - 230 KV	9358	PR	4,608	2,278	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO (Barramento/Subestação)	Nº DA BARRA	U.F.	TUST FIO PONTA (R\$/kW.mês)	TUST FIO FORA PONTA (R\$/kW.mês)	TUST ENCARGOS (R\$/MWh)					
						CCC Isolado*		CDE S/SE/CO*		CDE N/NE*	
						Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo
BRASKEM CAMAÇARI UCS/UPVC (CQR)	SE CAMAÇARI II - 230 kV	5751	BA	3,372	1,692	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
BRASKEM CAMAÇARI UNIB-BA (COPENE)	SE CAMAÇARI II - 230 kV	5751	BA	3,372	1,692	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
BRASKEM - RS (COPEL)	SE PÓLO PETROQUÍMICO - 230 kV	1204	RS	4,527	2,297	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
BRASKEM - RS (OPP)	SE PÓLO PETROQUÍMICO - 230 kV	1204	RS	4,527	2,297	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
BRASKEM UCS-AL (TRIKEM)	SE RIO LARGO II - 230 kV	5111	AL	3,589	1,752	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
BRENCO COSTA RICA	SE CHAPADÃO - 230 kV	1089	MS	2,901	1,360	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
CARAMURU	SE PARANAÍBA - 230 kV	2978	GO	3,228	1,573	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
CARBOCLORO -SP	SE CARBOCLORO - 230 kV	477	SP	4,514	2,216	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
CASTERTECH	SEC. LT CAXIAS - CAXIAS 2	9278	RS	4,552	2,315	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
CBA	SE CABREÚVA - 230 kV	590	SP	4,621	2,293	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
	SE CABREÚVA - 440 kV	603	SP	4,445	2,192	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
CGTEE (UTE CANDIOTA III - CARGA)	SE PRESIDENTE MEDICI - 230 kV	1239	RS	4,166	2,150	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
COTEMINAS	SEC. LT CAMPINA GRANDE II - PAU FERRO	5216	PB	3,884	1,893	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
CSN-ARAUCÁRIA (CISA)	SE GRALHA AZUL - 230 kV	813	PR	4,426	2,180	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
CSN - COMPANHIA SIDERÚRGICA NACIONAL (Unidade Volta Redonda)	SEC. LT 500 CACHOEIRA PAULISTA - ADRIANÓPOLIS	9604	RJ	4,256	2,100	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
DOW BRASIL NORDESTE	SE JACARACANGA - 230 kV	5822	BA	3,283	1,655	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
DOW CORNING METAIS (GLOBE METAIS)	SE TUCURUÍ - 230 kV	6416	PA	2,935	1,414	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
DSM - ELASTÔMEROS	SE PÓLO PETROQUÍMICO - 230 kV	1204	RS	4,527	2,297	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO (Barramento/Subestação)	Nº DA BARRA	U.F.	TUST FIO PONTA (R\$/kW.mês)	TUST FIO FORA PONTA (R\$/kW.mês)	TUST ENCARGOS (R\$/MWh)					
						CCC Isolado*		CDE S/SE/CO*		CDE N/NE*	
						Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo
ENERGIAS SUSTENTÁVEIS (CARGA UHE JIRAU)	TAP LT PORTO VELHO - ABUNÃ	6999	AC	0,309	0,000	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
EKA BAHIA	SE ITAPEBI - 230 kV	5970	BA	4,053	2,029	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
FAFEN - SE (PETROBRAS)	SE JARDIM - 230 kV	5721	SE	3,101	1,516	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
FERBASA	SE CATU - 230 kV	5782	BA	3,499	1,830	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
FIBRAPLAC	SEC LT GRAVATAÍ - OSÓRIO - 230 kV	1315	RS	4,664	2,355	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
GERDAU AÇONORTE - PE	SE BONGI - 230	5152	PE	3,807	1,876	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
GERDAU AÇOS LONGOS-SP	SE GERDAU - 440 kV	585	SP	4,469	2,207	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
GERDAU - USIBA - BA	SE COTEGIPE - 230 kV	5802	BA	3,448	1,748	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
INNOVA	SE PÓLO PETROQUÍMICO - 230 kV	1204	RS	4,527	2,297	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
KINROSS BRASIL MINERAÇÃO (RIO PARACATU)	SE PARACATU 4 - 500 kV	3008	MG	3,395	1,665	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
KLABIN	SE FIGUEIRA - 230 kV	884	PR	4,191	2,106	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
LANXESS (ANTIGA PETROFLEX)	SE PÓLO PETROQUÍMICO - 230 kV	1204	RS	4,527	2,297	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
LIBRA LIGAS DO BRASIL	SE LIBRA - 230 kV	5422	CE	3,532	1,712	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
LINDE GASES	EXT. DA LT IPATINGA 1/ACESITA - 230 kV	1596	MG	5,053	2,567	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
MINERAÇÃO CARAÍBA	SE JAGUARARI - 230 kV	6321	BA	3,439	1,787	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
MINERAÇÃO MARACÁ	SE ITAPACI - 230 kV	3002	GO	4,535	2,241	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
MINERAÇÃO PARAGOMINAS	SE VILA DO CONDE - 230 kV	6461	PA	3,310	1,613	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
MIRABELA MINERAÇÃO BRASIL	SE ITAGIBÁ - 230 kV	5912	BA	4,321	2,183	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
MMX MINAS-RIO MINERAÇÃO	SE ITABIRA 2 - 230 kV	1494	MG	4,899	2,439	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO (Barramento/Subestação)	Nº DA BARRA	U.F.	TUST FIO PONTA (R\$/kW.mês)	TUST FIO FORA PONTA (R\$/kW.mês)	TUST ENCARGOS (R\$/MWh)					
						CCC Isolado*		CDE S/SE/CO*		CDE N/NE*	
						Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo
NORFIL - PB	SEC. LT 230 KV GOIANINHA - MUSSURÉ II	5212	PB	3,942	1,931	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
NOVA ERA SILICON	SE NOVA ERA - 230 KV	1545	MG	4,793	2,385	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
NOVELIS (ALCAN)	SE JACARACANGA - 230 KV	5822	BA	3,283	1,655	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
OXITENO	SE PÓLO PETROQUÍMICO - 230 KV	1204	RS	4,527	2,297	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
PARANAPANEMA (CARÁIBA METAIS)	SE CAMAÇARI II - 230 KV	5751	BA	3,372	1,692	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
PPGE (UTE porto do Pecém I - CARGA)	SE CAUÍPE - 230 KV	5651	CE	2,968	1,397	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
REPAR - REFINARIA PRES. GETÚLIO VARGAS	SE REPAR 230 KV	9399	PR	4,558	2,247	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
RIMA INDUSTRIA S.A***	SE MONTES CLARO II - 138KV	342	MG	3,797 + 0,505	1,925 + 0,241	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
RIO CLARO AGROINDUSTRIAL (CARGA UTE CAÇU I)	SE BARRA DOS COQUEIROS - 230 KV	9444	MG	2,781	1,311	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
SADIA	SE SADIA 230 KV	4590	MT	3,092	1,557	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
SAMARCO GERMANO	SEC. LT OURO PRETO - VITÓRIA - 345 KV	4040	MG	4,272	2,124	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
SCHINCARIOL - BA	SE SCHINCARIOL - 230 KV	5731	BA	3,303	1,706	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
SOLVAY	SE SOLVAY - 440 KV	9102	SP	4,460	2,202	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
TOYOTA	SE TOYOTA - 230 KV	9106	SP	4,776	2,388	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
UTE DO ATLÂNTICO (CARGA)	SE ZONA OESTE - 500 KV	9601	RJ	4,246	2,096	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
UTE ELDORADO (CARGA)	SE RIO BRILHANTE - 230 KV	1087	MS	3,032	1,425	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
UTE PORTO ITAQUI (CARGA)	SE SÃO LUIS II - 230 KV	5551	MA	3,747	1,819	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
UTE QUIRINÓPOLIS (CARGA)	SE QUIRINÓPOLIS - 230 KV	9450	GO	2,684	1,258	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO (Barramento/Subestação)	Nº DA BARRA	U.F.	TUST FIO PONTA (R\$/kW.mês)	TUST FIO FORA PONTA (R\$/kW.mês)	TUST ENCARGOS (R\$/MWh)					
						CCC Isolado*		CDE S/SE/CO*		CDE N/NE*	
						Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo
UTE CELSO FURTADO (CARGA-TERMOBAHIA)	SE JACARACANGA - 230 KV	5822	BA	3,283	1,655	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
USIMINAS-1	EXT. LT IPATINGA/USIMINAS-230 KV	9040	MG	4,597	2,293	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
USIMINAS-2	EXT. LT MESQUITA/USIMINAS-230 KV	9045	MG	4,525	2,255	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
VALE ÁGUA LIMPA (MONLEVADE)	SE JOÃO MONLEVADE II-230 KV	1520	MG	5,220	2,595	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
VALE ITABIRA	SE ITABIRA II - 230 KV	1534	MG	4,899	2,439	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
VALE MANGANÊS (RDM/SIBRA)	SE COTEGIPE - 230 KV	5802	BA	3,448	1,748	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
VALE MINA APOLO	TAQUARIL 230KV	373	MG	4,499	2,240	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
VALE MINA CARAJÁS	SE CARAJÁS - 230 KV	6407	PA	3,197	1,541	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
VALE MINA DE BRUCUTU	SE CVRD_ Barão de Cocais 3 - 230 KV	9004	MG	5,182	2,580	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
VALE MOP (MINERAÇÃO ONÇA PUMA)	SE CARAJAS - 230 KV	6407	PA	3,197	1,541	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
VALE MSS - SOSSEGO	SE CARAJAS - 230 KV	6407	PA	3,197	1,541	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
VALE PELOTIZAÇÃO	SE SÃO LUIZ II - 230 KV	5551	MA	3,747	1,819	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
VALE PORTO DA MADEIRA	SE SÃO LUIZ II - 230 KV	5551	MA	3,747	1,819	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
VALE POTÁSSIO NORDESTE S.A. (Antiga CVRD – SERGIPE - ARACAJU)	SE JARDIM - 230 KV	5721	SE	3,101	1,516	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
VALE PROJETO MINA SERRA SUL	CARAJÁS 230KV	6566	PA	3,270	1,579	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
VALE SALOBO	SE CARAJAS - 230 KV	6407	PA	3,197	1,541	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751
VALE VARGEM GRANDE	VARGEM GRANDE 345KV	396	MG	3,369	1,633	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
VALLOUREC & SUMITOMO TUBOS DO BRASIL	SECC LT 345 kV Lafaiete 1/Ouro Preto 2	9013	MG	4,342	2,175	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
VERACEL	SE ITAPEBI - 230 KV	5970	BA	4,053	2,029	8,044	8,540	-	-	2,591	2,751

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO (Barramento/Subestação)	Nº DA BARRA	U.F.	TUST FIO PONTA (R\$/kW.mês)	TUST FIO FORA PONTA (R\$/kW.mês)	TUST ENCARGOS (R\$/MWh)					
						CCC Isolado*		CDE S/SE/CO*		CDE N/NE*	
						Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo	Cumulativo	Não cumulativo
VIPAL BORRACHAS	SE NOVA PRATA 2 - 230 KV	2096	RS	4,139	2,080	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
VOTORANTIM SIDERÚRGICA BARRA MANSA (SBM)	SE RESENDE - 500 KV	87	RJ	4,240	2,095	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
VOTORANTIM METAIS NÍQUEL	SE NIQUELÂNDIA - 230 KV	787	GO	3,472	1,688	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
WHITE MARTINS BARÃO DE COCAIS	SE 230 KV BARÃO DE COCAIS 2	9006	MG	4,797	2,389	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
WHITE MARTINS - MONLEVADE	SE JOÃO MONLEVADE II- 230 KV	1520	MG	5,220	2,595	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
WHITE MARTINS - PÓLO PETROQUÍMICO -RS	SE PÓLO PETROQUÍMICO - 230 KV	1204	RS	4,527	2,297	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
WHITE MARTINS - IPATINGA / MESQUITA -1 - MG	EXT. LT IPATINGA/USIMINAS- 230 KV	9040	MG	4,597	2,293	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-
WHITE MARTINS - IPATINGA / MESQUITA -2 - MG	EXT. LT MESQUITA/USIMINAS-230 KV	9045	MG	4,525	2,255	8,044	8,540	11,735	12,459	-	-

* As tarifas de CCC, CDE contemplam os dois regimes de tributação do PIS/COFINS;

** Acesso excepcionalmente caracterizado como direto à rede básica por meio da Resolução Autorizativa nº 501, de 4 de abril de 2006, com pagamento de TUSTRB e de TUSTFR.

*** Conforme Despacho nº 4.909, de 20 de dezembro de 2011.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

ANEXO III

TARIFAS DE USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPONENTES DA REDE BÁSICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL, APLICÁVEIS AOS AGENTES DE IMPORTAÇÃO E DE EXPORTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

AGENTES DE IMPORTAÇÃO E DE EXPORTAÇÃO	TUST importação (R\$/kW.mês)	TUST exportação (R\$/kW.mês)
INT. CONV.GARABI I(S.ANGELO)	3,896	4,013
INT. CONV.GARABI II(ITA)	4,296	3,750
INT. CONV.RIVERA(LIVRAMENTO)	3,520	4,262
INT. CONV.URUGUAIANA	3,123	4,523

* aplicáveis em horário único, sem distinção entre ponta e fora de ponta, para contratos de uso do sistema de transmissão na modalidade exportação (Art. 18 da REN 399/2010).

ANEXO IV

RECEITAS DAS INSTALAÇÕES DESTINADAS À INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS, PARA CÁLCULO DO AD_{TUE}, CONFORME DISPOSTO NA LEI Nº 12.111, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2009

INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL	RECEITA (R\$)
INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL GARABI I (S.ANGELO) E GARABI II (ITÁ)*	278.276.937,550

*Equiparadas à transmissoras por meio das Portarias do Ministério de Minas e Energia nos. 210 e 211, de 4 de abril de 2011.

(Fl. 78 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

ANEXO V

TARIFAS DE USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPONENTES DA REDE BÁSICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL E DAS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO EM CARÁTER COMPARTILHADO, APLICÁVEIS ÀS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO.

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
AES-SUL	1185	ALEGRE-2-069	ALEGRETE 2---069	4,446	2,255	1,225	0,605
	9207	CINDUSTR-023	C.INDUSTRIAL--023	4,583	2,334	1,275	0,629
	1257	CINDUPAL-138	C.INDUSTRIAL---138	4,604	2,346	0,846	0,409
	1258	CINDUPAL-230	C.INDUSTRIAL---230	4,583	2,334	n/a	n/a
	2068	CACHOEIR-138	CACHOEIRINHA 1---138	4,614	2,350	3,844	1,858
	9201	CAMPOBOM-023	CAMPO BOM---023	4,497	2,285	2,874	1,364
	1196	CAMPOBOM-069	CAMPO BOM---069	4,497	2,285	1,521	0,702
	1324	CANOAS1--023	CANOAS 1---023	4,639	2,364	0,694	0,349
	9284	GRAVATAI-023	GRAVATAI 2---023	4,540	2,301	1,123	0,561
	1220	JACUIRGE-023	JACUI--023	4,027	2,002	6,459	3,225
	1216	JACUI---138	JACUI--138	4,027	2,002	4,107	2,046
	2081	LAJEADO-069	LAJEADO 2---069	4,704	2,415	0,978	0,467
	9203	LIVRAMEN-013	LIVRAMENTO 2---13,8	4,262	2,168	3,856	1,928
	9204	LIVRAMEN-069	LIVRAMENTO 2--069	4,262	2,168	3,856	1,928
	1235	MACAMBAR-069	MACAMBARA---069	4,440	2,249	1,379	0,661
	2077	POLOPETR-069	POLO PETROQUIMICO--069	4,541	2,305	1,932	0,923
	1204	POLOPETR-230	POLO PETROQUIMICO--230	4,527	2,297	n/a	n/a
	1266	PALEGR-9-069	PORTO ALEGRE 9--069	4,647	2,371	0,498	0,224
	1289	SVICENTE-069	SÃO VICENTE SUL---069	4,491	2,270	1,068	0,531
	2076	SCRUZ-1-013	SANTA CRUZ 1---13,8	4,669	2,378	2,651	1,308
	2088	SCRUZ-1-069	SANTA CRUZ 1--069	4,669	2,378	1,132	0,566
	2087	SMARIA-3-069	SANTA MARIA 3--069	4,276	2,145	0,556	0,276
	1253	SBORJA--069	SÃO BORJA 2--069	4,355	2,199	1,712	0,809
	9209	SCHARLAU-023	SCHARLAU--023	4,641	2,371	1,381	0,638
	1208	TRIUNFO-069	TRIUNFO--069	4,728	2,415	2,844	1,405
	1295	URUGUAI5-069	URUGUAIANA 5--069	4,523	2,302	0,810	0,386
	1298	VAIRES---069	VENANCIO AIRES---069	4,768	2,435	1,633	0,796
	1203	CHARQUEA-069	CHARQUEADAS--69	4,728	2,415	0,764	0,376
	9214	CANOAS3--138	CANOAS 3---138	4,607	2,348	3,844	1,858
	2090	SCHARLAU-138	SCHARLAU---138	4,623	2,359	0,000	0,000
AMPLA	173	ADRIANO--138	ADRIANOPOLIS---138	4,368	2,161	0,878	0,448
	185	ANGRA---138	ANGRA---138	4,235	2,090	0,474	0,232
	175	CAMPOS---138	CAMPOS---138	4,217	2,077	0,276	0,138
	169	S.JOSE---138	SÃO JOSE---138	4,314	2,133	0,410	0,202
	1773	ANGRA---138	ANGRA(CERJ)---138	4,274	2,111	1,677	0,818
	1771	JACUACAN-138	JACUACANGA---138	4,287	2,118	1,677	0,818

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 79 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)		
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	
	1770	MURIQUI--138	MURIQUI---138	4,326	2,140	1,677	0,818	
	1736	V.PEDRAS-138	VENDA DAS PEDRAS---138	4,355	2,151	0,567	0,284	
BANDEIRANTE	459	APARECID-088	APARECIDA---088	4,838	2,408	2,235	1,104	
	446	MOGI-EP--230	MOGI---230	4,796	2,380	n/a	n/a	
	447	MOGI-EP--088	MOGI---088	4,796	2,380	1,186	0,576	
	462	S.CABECA-088	SANTA CABECA---088	4,799	2,390	2,366	1,177	
	455	SAO JOSE-088	SÃO JOSE---088	5,179	2,571	0,073	0,037	
	601	TAUBATE--138	TAUBATE---138	4,432	2,187	0,098	0,049	
	436	NORTE-1--088	NORTE---088	4,530	2,234	1,066	0,532	
	443	NORDESTE-088	NORDESTE---088	4,573	2,254	0,784	0,392	
	677	AEROGU-1Y138	AERO.GUARULHOS---138	4,447	2,195	4,075	2,023	
	676	MANUEL-PY138	MANUELA AREIAS PEREIRA---138	4,443	2,192	4,075	2,023	
	3057	CARAGUAT-138	CARAGUATATUBA---088	4,441	2,190	4,075	2,023	
	3060	JAMBEIRO-088	JAMBEIRO---088	4,437	2,189	4,075	2,023	
	731	CEBRASP-Y088	CEBRASP---088	5,039	2,499	4,075	2,023	
	3084	GLEBA D--138	GLEBA---138	4,443	2,191	4,075	2,023	
	3078	S.SEBAST-138	SÃO SEBASTIÃO---13,8	4,443	2,191	4,075	2,023	
	2025	MASAGUACY138	MASSAGUA---138	4,441	2,190	4,075	2,023	
	729	SKOL-YE--088	SKOL---088	4,816	2,385	4,075	2,023	
	726	SIFAO-22Y138	SIFÃO---138	4,446	2,191	4,075	2,023	
	3063	EMBRAER--088	EMBRAER---088	4,437	2,189	4,075	2,023	
	708	PETROM--Y138	PETROM---138	4,436	2,188	4,075	2,023	
	710	BIRITIB-Y138	BIRITIBA---138	4,437	2,188	4,075	2,023	
	711	BOISUCA-Y138	BOISUCANGA---138	4,447	2,192	4,075	2,023	
	3056	BARRAUNA-138	BARRA DO UNA---138	4,451	2,193	4,075	2,023	
	3069	PETR-RPO-138	PETROBRAS - RIO PARDO---138	4,441	2,190	4,075	2,023	
	3055	MARESIAS-138	MARESIAS---138	4,446	2,192	4,075	2,023	
	3042	POLIMIXY-138	POLIMIX---138	4,439	2,190	4,075	2,023	
	730	SSEBASTI-138	SÃO SEBASTIÃO---13,8	4,443	2,191	4,075	2,023	
	BRAGANTINA	3158	BRAGANCA-138	BRAGANÇA---138	4,357	2,150	4,075	2,023
		3159	STEREZIN-138	S.TEREZINHA---138	4,343	2,142	4,075	2,023
	CAIUA	3171	PRUDENTEI088	PPRUDENTE 1---088	3,506	1,681	4,075	2,023
3172		PRUDENTII138	PPRUDENTE 4---138	3,498	1,677	4,075	2,023	
3176		PVENCESL-138	PRES.VENCESLAU---138	3,374	1,613	4,075	2,023	
3175		ENEIDA---138	ENEIDA---138	3,479	1,668	4,075	2,023	
3174		O.CRUZ---138	OSVALDO CRUZ---138	3,452	1,654	4,075	2,023	
642		FLORIDA--069	FLORIDA PAULISTA---069	3,443	1,650	4,075	2,023	
3173		MARTINOP-088	MARTINOPOLIS---088	3,539	1,699	4,075	2,023	
3178		PRP-P3/P5138	PPRUDENTE 5---138	3,516	1,685	4,075	2,023	
3180	UFLORESTA138	ALTO ALEGRE---138	3,474	1,665	4,075	2,023		
CEAL	5103	ANGELIM--069	ANGELIM---069	3,216	1,547	0,869	0,433	

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 80 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	5293	PENEDO---069	PENEDO---069	3,746	1,861	1,882	0,922
	5113	R.LARGO--069	RIO LARGO---069	3,589	1,752	0,556	0,275
	5313	MACEIO---069	MACEIO---069	3,427	1,664	0,610	0,305
	6203	ABAIXADO-069	ABAIXADORA---069	2,366	1,115	0,432	0,209
	6253	ZEBU-RS--069	ZEBU---069	2,377	1,121	1,101	0,532
	6083	ARAPIRAC-069	ARAPIRACA---069	3,775	1,863	1,028	0,516
	6285	XINGO----013	XINGO---13,8	2,377	1,121	3,863	1,811
CEB	221	B.GERAL--034	BRASILIA GERAL---033	3,928	1,944	0,943	0,465
	236	B.SUL----138	BRASILIA SUL---138	3,485	1,706	0,610	0,305
	237	SAMAMBAI-138	SAMAMBAIA---138	3,406	1,665	1,185	0,582
CEEE	951	CHARQUEA-230	AFP-CHARQUEADAS---230	4,728	2,415	n/a	n/a
	1189	BAGE-2---069	BAGE 2---069	4,283	2,202	1,750	0,875
	1195	CAMAQUA--069	CAMAQUA---069	4,727	2,460	1,445	0,685
	1203	CHARQUEA-069	CHARQUEADAS---69	4,728	2,415	0,764	0,376
	9241	ELDORADO-023	ELDORADO---023	4,701	2,413	1,384	0,682
	1209	GRAVATA2-069	GRAVATAI 2---069	4,598	2,334	1,018	0,501
	1271	PALEGR-8-069	PORTO ALEGRE 8---069	4,638	2,363	1,586	0,785
	1197	GUAIBA-2-069	GUAIBA 2---069	4,705	2,424	1,930	0,915
	1232	OSORIO-2-069	OSORIO 2---069	4,635	2,332	0,854	0,429
	1238	PMEDICI--138	PRESIDENTE MEDICI---138	4,299	2,227	1,177	0,571
	1240	PELOTA-3-138	PELOTAS 3---138	4,622	2,415	1,107	0,539
	1269	PALEG-10-069	PORTO ALEGRE 10---069	4,785	2,440	0,959	0,480
	9245	PALEGR10-013	PORTO ALEGRE 10---13,8	4,820	2,462	0,702	0,351
	9246	PALEGR13-013	PORTO ALEGRE 13--13,8	4,849	2,472	1,066	0,533
	9243	PALEGRE4-013	PORTO ALEGRE 4---13,8	4,782	2,448	1,107	0,509
	1262	PALEGR-6-069	PORTO ALEGRE 6---069	4,770	2,431	0,605	0,302
	9244	PALEGRE6-013	PORTO ALEGRE 6---13,8	4,770	2,432	1,321	0,661
	1352	PALEGRE9-013	PORTO ALEGRE 9---13,8	4,652	2,376	5,281	2,438
	1266	PALEGR-9-069	PORTO ALEGRE 9---069	4,647	2,371	0,498	0,224
	1247	QUINTA---138	QUINTA---138	4,736	2,490	1,469	0,615
	1245	QUINTA---069	QUINTA---069	4,749	2,498	0,673	0,334
	9559	SJERONI--069	S.JERONIMO---069	4,728	2,415	2,844	1,405
	2094	TAQUARA--138	TAQUARA---138	4,640	2,356	0,620	0,297
1331	ATLANTI2-069	ATLANTIDA 2---069	4,819	2,419	2,179	1,126	
CELESC	948	BIGUACU--138	BIGUAU---138	4,352	2,164	1,142	0,567
	940	BLUMENAU-138	BLUMENAU---138	4,424	2,205	0,369	0,178
	2725	CANOINHA-138	CANOINHAS---138	4,724	2,351	0,994	0,487
	958	CNOVOSB--138	CAMPOS NOVOS---138	3,757	1,829	1,522	0,761
	2706	DESTERRO-138	FLORIANOPOLIS ILHA---138	4,398	2,188	0,961	0,471
	2749	FORQUILH-069	FORQUILHINHA---069	4,492	2,232	1,116	0,565
	2775	ITAJAFAZ-138	ITAJAI---138	4,506	2,254	1,122	0,537
	1016	JOINVILL-138	JOINVILLE---138	4,673	2,334	1,284	0,631

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 81 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	1015	JOINVILL-230	JOINVILLE---230	4,725	2,361	n/a	n/a
	1017	JOINVILL-069	JOINVILLE--069	4,691	2,343	0,462	0,226
	2805	LAGES----138	LAGES----138	4,014	1,967	0,926	0,464
	2826	PALHOCA--138	PALHOÇAS---138	4,364	2,169	1,059	0,518
	2847	RIODOSUL-138	RIO DO SUL---138	4,344	2,156	0,851	0,418
	2857	SIDEROPO-069	SIDEROPOLIS--069	4,336	2,146	1,128	0,546
	1007	JLACERDA-138	J. LACERDA--A-138	4,094	2,009	0,674	0,340
	1008	JLACERDA-069	J. LACERDA--A-069	4,057	1,986	1,174	0,590
	2891	VIDEIRA2-138	VIDEIRA 2---138	3,827	1,858	0,789	0,393
	2896	XANXERE--138	XANXERE---138	3,429	1,605	0,512	0,256
	2724	JOINVNOR-138	JOINVILLE NORTE---138	4,672	2,332	0,900	0,447
CELG	236	B.SUL----138	BRASILIA SUL---138	3,485	1,706	0,610	0,305
	237	SAMAMBAI-138	SAMAMBAIA---138	3,406	1,665	1,185	0,582
	2974	AG.LINDA-069	AGUAS LINDAS---069	3,939	1,943	2,023	1,003
	761	ANHANGUE-138	ANHANGUERA---138	3,480	1,708	0,735	0,362
	762	ANHANGUE-069	ANHANGUERA---13,8	3,480	1,708	0,453	0,228
	3715	CARAJAS--138	CARAJAS---138	3,564	1,754	1,093	0,550
	780	FIRMINOP-138	FIRMINOPOLIS--138	3,538	1,746	0,364	0,181
	2954	G.LESTEC-013	GOIANIA LESTE---13,8	3,671	1,817	0,469	0,228
	2989	ITAPACI--069	ITAPACI---069	4,535	2,241	0,620	0,310
	2991	PALMEIRA-069	PALMEIRAS---069	3,255	1,597	0,912	0,430
	2951	PLANALTO-069	PLANALTO---069	3,075	1,499	0,691	0,328
	791	P.DAS EM-138	PARQUE DAS EMAS---138	2,991	1,452	11,029	5,469
	2978	PARANAIBA230	PARANAIBA---230	3,228	1,573	n/a	n/a
	2950	PARANAIB-069	PARANAIBA---069	3,228	1,573	0,760	0,369
	3700	RIOBOIS--138	RIO DOS BOIS---138	2,960	1,428	11,029	5,469
	3701	RIOCLARO-138	RIO CLARO---138	3,034	1,473	11,029	5,469
	2980	BARROALTO069	BARRO ALTO---069	4,082	2,006	1,759	0,885
	787	NIQUEL---230	NIQUELANDIA---230	3,472	1,688	n/a	n/a
	3724	PIRINEUS-138	PIRINEUS---138	4,009	1,994	0,676	0,334
	238	R.VERDE--138	RIO VERDE---138	3,077	1,494	0,796	0,393
	755	C.DOURAD-138	CACHOEIRA DOURADA---138	2,835	1,358	0,379	0,188
	3970	CORUMBA--138	CORUMBA---138	3,215	1,558	2,198	1,040
	239	S.MESA---138	SERRA DA MESA---138	3,073	1,480	2,337	1,173
	768	XAVANTES-138	XAVANTES---138	3,597	1,774	0,220	0,107
	321	EMBORCAC-138	EMBORCAマテO---138	3,410	1,662	0,386	0,196
	CELPA	6523	ALTAMIRA-069	ALTAMIRA---069	4,064	2,048	1,475
6407		CARAJAS--230	CARAJAS(SE-09)---230	3,197	1,541	n/a	n/a
6397		CARAJAS--138	CARAJAS---138	3,197	1,541	0,944	0,483
6472		GUAMA---069	GUAMA---069	3,613	1,785	1,158	0,561
6401		MARABA---230	MARABA---230	2,978	1,442	n/a	n/a
6403	MARABA---069	MARABA---069	2,978	1,442	3,674	1,821	

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 82 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	6542	RUROP-1--138	RUROPOLIS--138	5,414	2,838	0,963	0,468
	6543	RUROP-1--013	RUROPOLIS---13,8	5,414	2,838	0,963	0,468
	6492	STA.MARI-138	SANTA MARIA---138	3,779	1,866	1,476	0,735
	6493	STA.MARI-069	SANTA MARIA---069	3,779	1,866	1,460	0,723
	6534	TRANSAM--034	TRANSAMAZONICA---34,5	4,868	2,518	8,251	4,057
	6482	UTINGA--069	UTINGA--069	3,721	1,845	0,741	0,363
	6463	V.CONDE--069	VILA DO CONDE---069	3,310	1,613	1,916	0,957
	6413	TUCURUI--069	TUCURUI---069	2,650	1,259	0,992	0,500
	6572	XINGUARA-138	XINGUARA---138	3,655	1,784	0,583	0,290
CELPE	5103	ANGELIM--069	ANGELIM---069	3,216	1,547	0,869	0,433
	5106	AGL-TIPI-013	ANGELIM---13,8	3,216	1,547	0,869	0,433
	5402	B.NOME---138	BOM NOME---138	2,814	1,343	2,001	0,988
	5403	B.NOME---069	BOM NOME---069	2,814	1,343	1,720	0,872
	5406	BNO-TIPI-013	BOM NOME---13,8	2,814	1,343	1,720	0,872
	5156	BONGI---069	BONGI---069	3,807	1,876	0,406	0,198
	5158	BONGI-T6-013	BONGI---13,8	3,807	1,876	0,852	0,422
	5203	GOIANINH-069	GOIANINHA---069	3,888	1,903	1,150	0,564
	6257	ITAPARIC-069	ITAPARICA---069	2,377	1,121	3,863	1,811
	5333	JOAIRAM--069	JOAIRAM---069	3,642	1,776	1,303	0,654
	6313	JZB-2---069	JUAZEIRO 2--069	3,042	1,561	1,039	0,465
	5193	MIRUEIRA-069	MIRUEIRA---069	3,772	1,837	0,398	0,199
	5183	P. FERRO-069	PAU FERRO---069	3,684	1,790	1,794	0,922
	5131	PIRAPAMA-230	PIRAPAMA 2--230	3,316	1,588	n/a	n/a
	5133	PIRAPAMA-069	PIRAPAMA 2--069	3,316	1,588	1,301	0,678
	5283	RIBEIRAO-069	RIBEIRÃO---069	4,126	2,035	0,774	0,383
	5162	SCHIN-PE-230	SCHINCARIOL PE---230	3,648	1,773	n/a	n/a
	5363	SUAPEIII-069	SUAPE III---069	3,189	1,516	0,343	0,176
	5362	SUAPEIII-230	SUAPE III---230	3,189	1,516	n/a	n/a
	5123	TACAIMBO-069	TACAIMBO---069	3,551	1,707	1,010	0,532
CELTINS	7202	MIRACEMA-138	MIRACEMA---138	2,912	1,399	1,011	0,495
	5602	P.FRANCO-138	PORTO FRANCO---138	3,716	1,826	1,479	0,734
	5593	IMPERATR-069	IMPERATRIZ---069	3,034	1,459	1,037	0,516
	7113	PEIXE-2--500	PEIXE-2-500	2,990	1,443	n/a	n/a
	7205	MIRACEMA-013	MIRACEMA---13,8	2,914	1,400	1,011	0,495
CEMAR	5513	B.ESPER--069	BOA ESPERANÇA---069	3,008	1,425	1,983	1,005
	5526	C.NETO--069	COELHO NETO--069	4,162	2,010	0,639	0,323
	5593	IMPERATR-069	IMPERATRIZ---069	3,034	1,459	1,037	0,516
	5542	MIRANDA--138	MIRANDA 2---138	3,552	1,716	2,161	1,075
	5543	MIRANDA--069	MIRANDA 2---069	3,552	1,716	1,092	0,551
	5545	MIRANDA1-013	MIRANDA 2---13,8	3,552	1,716	1,092	0,551
	5583	P.DUTRA--069	PRESIDENTE DUTRA---069	3,510	1,692	3,930	1,971
	5533	PERITORO-069	PERITORO---069	3,843	1,857	2,376	1,200

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 83 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	5535	PERITORO-013	PERITORO---13,8	3,843	1,857	2,376	1,200
	5602	P.FRANCO-138	PORTO FRANCO---138	3,716	1,826	1,479	0,734
	5603	P.FRANCO-069	PORTO FRANCO---069	3,743	1,841	1,986	0,981
	5563	S.LUIS-I-069	SÃO LUIS I---069	4,000	1,949	0,915	0,458
	5503	TERESINA-069	TERESINA--069	3,969	1,911	0,612	0,308
	5528	SCHIN-MA-230	SCHINCARIOL---230	4,029	1,947	n/a	n/a
	5693	S.LUISIII069	SÃO LUIS III---069	3,793	1,842	0,577	0,289
	6003	ENCRUZO--069	ENCRUZO---069	3,883	1,901	0,611	0,299
	5393	BALSAS--069	BALSAS---069	3,118	1,505	1,098	0,544
CEMAT	4503	B.PEIXE--138	BARRA DO PEIXE---138	3,080	1,502	1,754	0,864
	4506	B.PEIXE--013	BARRA DO PEIXE---13,8	3,080	1,502	1,754	0,864
	4533	COXIPO---138	COXIPO---138	2,842	1,381	0,752	0,367
	4573	SADIA-RV-230	LUCAS RIO VERDE--230	3,092	1,557	n/a	n/a
	4575	LUCAS-RV-138	LUCAS RIO VERDE--138	3,092	1,557	1,642	0,810
	4554	N.MUTUM--069	NOVA MUTUM---069	2,545	1,237	3,529	1,591
	4623	RONDO-CM-138	RONDONOPOLIS---138	2,862	1,389	0,355	0,176
	4807	JAURU---138	JAURU---138	2,224	1,034	Art.29 REN399/2010	
	4513	C.MAGAL.-138	COUTO MAGALHÃES---138	2,952	1,433	11,029	5,469
	4643	JACIARA--138	JACIARA---138	2,855	1,386	11,029	5,469
	4613	PETROVIN-138	PETROVINA---138	2,906	1,410	11,029	5,469
	4583	SINOP-EL-138	SINOP---138	3,202	1,624	0,687	0,336
	4586	SINO-TER-013	SINOP---13,8	3,202	1,624	0,687	0,336
	4564	SORR.ELN-069	SORRISO---069	3,112	1,569	3,099	1,525
	4871	BRASN-RB-138	BRASNORTE---138	2,279	1,082	Art.29 REN399/2010	
	4870	JUBAELN--138	JUBA II---138	2,265	1,064	Art.29 REN399/2010	
	4895	JUINA-RB-138	JUINA---138	2,179	1,028	0,954	0,466
	4874	PARECIS--138	PARECIS---138	2,269	1,077	Art.29 REN399/2010	
	4803	NOBRES---138	NOBRES---138	2,665	1,285	0,639	0,313
	4713	V.GRANDE-138	VARZEA GRANDE---138	2,830	1,375	1,313	0,648
CEMIG	4081	ARACUAI--138	ARACUAI 2---138	4,361	2,193	1,063	0,531
	309	BARBACEN-138	BARBACENA 2---138	4,375	2,202	0,556	0,266
	314	BARREIRO-138	BARREIRO---138	4,333	2,159	0,621	0,308
	9009	CPENA---013	CONSELHEIRO PENA---13,8	4,459	2,210	0,909	0,461
	321	EMBORCAC-138	EMBORCA---138	3,410	1,662	0,386	0,196
	348	VALADARE-138	GOVERNADOR VALADARES 2---138	4,530	2,253	0,736	0,374
	9007	GVALA-T9-013	GOVERNADOR VALADARES 2---13,8	4,542	2,257	0,759	0,375
	1535	IPATINGT-138	IPATINGA 1---138	4,597	2,293	0,565	0,282
	1532	IPATINGD-161	IPATINGA 1---161	4,597	2,293	0,629	0,314
	9011	IPATING1-013	IPATINGA 1---13,8	4,597	2,293	0,881	0,442

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 84 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	1537	ITABIRA--069	ITABIRA 2---069	4,899	2,439	0,399	0,200
	9020	ITABIRA2-013	ITABIRA 2---13,8	4,899	2,439	0,815	0,404
	1504	ITAJU3-1-138	ITAJUBA---138	4,142	2,040	1,964	0,980
	323	ITUTING2-138	ITUTINGA---138	4,268	2,127	0,461	0,229
	330	JAGUARA--138	JAGUARA-SE---138	3,517	1,716	0,831	0,417
	332	JUIZFORA-138	JUIZ DE FORA 1---138	4,374	2,204	0,699	0,324
	337	LAFAIETE-138	LAFAIETE---138	4,347	2,181	0,579	0,276
	187	M.MORAES-138	MASCARENHAS DE MORAES---138	3,685	1,804	0,025	0,012
	342	MCLAROS2-138	MONTES CLAROS 2---138	3,797	1,925	0,505	0,241
	353	NEVES---138	NEVES 1---138	4,159	2,064	0,415	0,208
	386	OPRETO2--138	OURO PRETO 2---138	4,168	2,075	0,710	0,346
	4066	PARAC4---138	PARACATU 4---138	3,401	1,669	3,143	1,547
	368	PIMENTA--138	PIMENTA---138	3,984	1,972	0,657	0,316
	1569	PIRAPOR2-138	PIRAPORA 2---138	3,699	1,869	0,989	0,398
	170	P.CALDAS-138	POÇOS DE CALDAS---138	4,143	2,041	1,089	0,542
	1568	SDUMONT--138	S.DUMONT---138	4,378	2,206	1,742	0,833
	377	SGONCALO-138	SÃO GONÇALO DO PARA---138	4,018	1,990	0,852	0,417
	376	TAQUARIL-138	TAQUARIL---138	4,243	2,113	0,529	0,262
	9031	TIMOTEO1-013	TIMOTEO---13,8	4,901	2,472	1,321	0,680
	382	TMARIAS--138	TRES MARIAS---138	3,631	1,817	0,000	0,000
	399	VPALMA---138	VARZEA PALMA 1---138	3,755	1,898	0,650	0,304
	4028	VESPA2-5-500	VESPASIANO 2---500	4,177	2,072	n/a	n/a
	1478	SLAGO4---138	SETE LAGOAS 4---138	4,149	2,063	0,209	0,103
	5513	B.ESPER--069	BOA ESPERANÇA---069	3,008	1,425	1,983	1,005
	5516	UBE--T6--013	BOA ESPERANÇA---13,8	3,008	1,425	1,983	1,005
	5683	E.MARTIN-069	E.MARTINS---069	3,548	1,721	2,236	1,110
	5673	PICOS---069	PICOS---069	3,869	1,860	1,997	1,004
	5492	PIRIPIRI-138	PIRIPIRI---138	4,607	2,169	1,671	0,868
	5493	PIRIPIRI-069	PIRIPIRI--069	4,607	2,169	2,171	1,131
	5573	S.J.PIAU-069	SÃO JOÃO DO PIAUI---069	3,084	1,474	1,798	0,943
	5503	TERESINA-069	TERESINA--069	3,969	1,911	0,612	0,308
	5505	TSA--T1--013	TERESINA--13,8	3,969	1,911	0,612	0,308
	5432	RGONCALV-069	RIBEIRO GONCALVES---069	2,904	1,390	2,554	1,377
CERILUZ	1302	IJUI-1---069	IJUI-1---023	4,179	2,077	5,661	2,821
	6931	ABUNA---138	ABUNA 1---138	0,399	0,000	2,979	1,519
	6935	ABUNA---013	ABUNA 2---013	0,399	0,000	2,979	1,519
	6881	ARIQUEM--069	ARIQUEMES---069	0,709	0,148	1,443	0,708
	6871	JARU----069	JARU---069	0,973	0,302	2,516	1,231
	6841	JIPARAN--138	JI-PARANA 1---138	1,136	0,399	0,933	0,461
	6842	JIPARA-2-069	JI-PARANA 2---069	1,122	0,390	1,498	0,770
	6852	JIPART-3-013	JI-PARANA 3---013	1,137	0,399	1,498	0,770

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 85 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	6999	C.JIRAU--230	JIRAU---069	0,309	0,000	n/a	n/a
	6999	C.JIRAU--230	JIRAU---230	0,309	0,000	n/a	n/a
	6821	P.BUENO--138	P.BUENO---138	1,295	0,492	9,933	4,730
	6901	P.VELHO--069	PORTO VELHO---069	0,200	0,000	1,178	0,588
	6890	SAMUEL---230	SAMUEL---230	0,233	0,000	n/a	n/a
	6801	VILHENELN069	VILHENA---069	1,623	0,683	5,062	2,453
CERTAJA	2077	POLOPETR-069	POLO PETROQUIMICO---069	4,541	2,305	1,932	0,923
	6203	ABAIXADO-069	ABAIXADORA---069	2,366	1,115	0,432	0,209
	6353	B.J.LAPA-069	BOM JESUS DA LAPA---069	3,473	1,716	1,887	0,945
	6363	BARREIRA-069	BARREIRAS---069	3,763	1,826	1,749	0,903
	6365	BARREIRAS138	BARREIRAS---138	3,763	1,826	4,074	2,025
	5944	BRUMADO--069	BRUMADO---069	4,092	2,070	1,314	0,645
	5757	CAMACARI-069	CAMACARI 2---069	3,339	1,677	1,170	0,569
	5786	CATU-----069	CATU---069	3,496	1,821	1,190	0,592
	5792	CAT-RLT2-013	CATU---13,8	3,496	1,820	1,190	0,592
	5703	C.DANTAS-069	CICERO DANTAS---069	2,774	1,359	2,843	1,424
	5803	COTEGI-2-069	COTEGIPE---069	3,477	1,768	0,571	0,278
	5872	EMBASA---230	EMBASA-PEDRA DO CAVALO---230	3,713	1,881	n/a	n/a
	5974	EUNAPOLI-138	EUNAPOLIS---138	4,292	2,155	0,718	0,358
	5755	FORD-----230	FORD---230	3,253	1,632	n/a	n/a
	5911	FUNIL-TR-013	FUNIL---13,8	4,293	2,167	0,445	0,221
	5904	FUNIL----138	FUNIL---138	4,293	2,167	0,445	0,221
	5883	G.MANGAB-069	GOV. MANGABEIRA---069	3,555	1,793	0,923	0,450
	6364	IBICOARA-138	IBICOARA---138	3,673	1,843	2,679	1,286
COELBA	6342	IRECE----138	IRECE---138	4,069	2,089	1,912	0,955
	6343	IRECE----069	IRECE---069	4,069	2,089	1,954	0,961
	6257	ITAPARIC-069	ITAPARICA---069	2,377	1,121	3,863	1,811
	5970	ITAPEBI--230	ITAPEBI---230	4,053	2,029	n/a	n/a
	5826	JACARACA-069	JACARACANGA---069	3,283	1,655	1,228	0,599
	6321	JAGUARAR-230	JAGUARARI---230	3,439	1,787	n/a	n/a
	6313	JZB-2---069	JUAZEIRO 2---069	3,042	1,561	1,039	0,465
	5863	MATUT-T4-011	MATATU---11,9	3,598	1,823	1,558	0,812
	5856	MATATU---069	MATATU---069	3,602	1,825	0,465	0,224
	6255	MOXOTO---069	MOXOTO---069	2,371	1,117	3,863	1,811
	5983	NARANDIB-069	NARANDIBA---069	3,546	1,796	0,657	0,330
	5735	OLD-----013	OLINDINA---13,8	3,144	1,594	4,121	2,056
	5843	PITUACU--069	PITUAÇU---069	3,535	1,790	0,477	0,240
	5763	POLO-----069	POLO---069	3,230	1,621	0,253	0,129
	6333	S.BONFIM-069	SENHOR DO BOMFIM 2---069	3,772	1,963	2,448	1,196
	6332	S.BONFIM-138	SENHOR DO BOMFIM 2---138	3,772	1,963	0,780	0,382
	5893	SA.JESUS-069	SANTO A. DE JESUS--069	3,720	1,872	0,972	0,479
	5873	TOMBA----069	TOMBA---069	3,956	2,001	1,127	0,566

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 86 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	6253	ZEBU-RS--069	ZEBU---069	2,377	1,121	1,101	0,532
COELCE	5653	CAUIPE---069	CAUIPE---069	2,968	1,397	0,982	0,505
	5473	D.GOUVEI-069	DELMIRO GOUVEIA---069	3,474	1,679	0,505	0,244
	5453	FORTALEZ-069	FORTALEZA---069	3,417	1,646	0,514	0,255
	5633	ICO-----069	ICO---069	3,421	1,645	1,503	0,774
	5643	PICI-----069	PICI---069	3,441	1,643	0,509	0,263
	5433	RUSSAS--069	RUSSAS 2---069	3,723	1,810	1,548	0,779
	5481	SOBRALII-230	SOBRAL 2---230	3,425	1,625	n/a	n/a
	5483	SOBRALII-069	SOBRAL 2---069	3,425	1,625	0,708	0,364
	5423	BANABUIU-069	BANABUIU---069	3,532	1,712	1,311	0,664
	5413	MILAGRES-069	MILAGRES---069	2,993	1,432	0,720	0,364
	5613	TAUA-----069	TAUA-----069	3,679	1,760	0,948	0,488
	5383	AQUIRAZ--069	AQUIRAZ II---069	3,477	1,682	0,302	0,148
COOPERA	2749	FORQUILH-069	FORQUILHINHA---069	4,492	2,232	1,116	0,565
COPEL	879	APUCARAN-138	APUCARANA---138	4,074	1,967	0,333	0,167
	9336	AREIA----013	AREIA--13,8	3,890	1,876	0,428	0,219
	823	AREIA----138	AREIA---138	3,890	1,876	0,428	0,219
	2359	BATEIAS--138	BATEIAS---138	4,398	2,175	1,429	0,677
	9321	CCOMPRID-013	CAMPO COMPRIDO---13,8	4,527	2,239	0,563	0,294
	2363	CCOMPRID-069	CAMPO COMPRIDO---069	4,625	2,287	0,523	0,264
	9342	CINDUSTR-013	C.I.CURITIBA---013	4,608	2,278	1,872	0,910
	2368	CINDUSTR-069	C.I.CURITIBA---069	4,622	2,285	0,889	0,454
	840	CASCVEL-138	CASCVEL---138	3,846	1,847	0,278	0,138
	860	CMOURAO--138	CAMPO MOURÃO---138	3,854	1,838	0,281	0,142
	9332	CASSOBIO-013	CAMPO ASSOBIO---13,8	4,697	2,319	6,221	3,113
	2354	CASSOBIO-138	CAMPO ASSOBIO---138	4,697	2,319	2,719	1,395
	9322	DISJOSEP-013	D.I. JOSE DOS PINHAIS---013	4,787	2,363	3,306	1,550
	9320	DISJOSEP-069	D.I. JOSE DOS PINHAIS---069	4,744	2,343	2,696	1,356
	848	FCHOPIM--138	FOZ DO CHOPIM---138	3,592	1,685	1,047	0,537
	2447	FIGUACUN-138	FOZ DO IGUACU NORTE---138	4,020	1,939	0,946	0,476
	9334	FIGUEIRA-013	FIGUEIRA---13,8	4,184	2,097	0,393	0,200
	2485	FIGUEIRA-138	FIGUEIRA---138	4,184	2,098	0,393	0,200
	9338	GPSOUZA--013	G.PARIGOT DE SOUZA---13,8	4,704	2,307	0,677	0,328
	2373	GPARIGOT-138	G.PARIGOT DE SOUZA--138	4,711	2,311	0,677	0,328
	847	GUAIRA---138	GUAIRA---138	3,903	1,875	1,040	0,519
	887	IBIPORA--138	IBIPORÃO---138	4,188	2,023	0,543	0,282
	2423	JAGUARIA-138	JAGUARIAIVA---138	4,390	2,251	1,516	0,578
	890	LONDRINA-138	LONDRINA---138	4,182	2,019	0,329	0,169
	869	MARINGA--138	MARINGA--138	4,033	1,947	0,277	0,136
	830	PGROSSAN-138	PONTA GROSSA NORTE---138	4,460	2,192	0,625	0,303
	9328	PGROSSAN2034	PONTA GROSSA NORTE---34,5	4,455	2,189	1,229	0,627
	9329	PGROSSAN-013	PONTA GROSSA NORTE---13,8	4,455	2,189	1,229	0,627

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 87 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	9326	PGROSSAS-013	PONTA GROSSA SUL---13,8	4,698	2,320	0,953	0,473
	2437	PGROSSAS-138	P.GROSSA SUL---138	4,567	2,251	2,789	1,419
	9325	PGROSSAS3034	PONTA GROSSA SUL---34,5	4,698	2,320	0,953	0,473
	819	PILARZIN-230	PILARZINHO---230	4,654	2,313	n/a	n/a
	2387	PILARZIN-069	PILARZINHO---069	4,679	2,315	0,348	0,179
	853	PBRANCO--138	PATO BRANCO---138	3,575	1,677	0,501	0,255
	9331	SAOMATEU-013	SÃO MATEUS DO SUL---13,8	4,499	2,219	1,934	1,030
	834	SMATEUS--230	SÃO MATEUS DO SUL---230	4,499	2,219	n/a	n/a
	9330	SAOMATEU-034	SÃO MATEUS DO SUL---34,5	4,499	2,219	1,580	0,822
	2402	UMBARA-A-069	UMBARA---069	4,601	2,275	0,352	0,181
	2399	SGUAIRA--230	UMBARA SID GUAIRA+PEROXIDOS---230	4,540	2,296	n/a	n/a
	2472	SARANDI--138	SARANDI---138	4,059	1,961	1,129	0,555
	2401	UBERABA--069	UBERABA---069	4,696	2,320	0,438	0,227
	2478	SMONICA--069	S.MONICA---069	4,755	2,348	0,723	0,370
	2383	PFISCAL--138	POSTO FISCAL---138	4,881	2,403	2,697	1,355
	546	ROSANA---138	ROSANA---138	3,734	1,792	4,075	2,023
COPREL	1279	SMARTA---069	SANTA MARTA---069	4,113	2,003	0,981	0,485
	1284	SMARTA---046	SANTA MARTA---013	4,113	2,003	0,683	0,339
	1307	PANAMBI--069	PANAMBI---013	4,137	2,057	7,237	3,612
	9998	CRUZALTA1023	CRUZ ALTA---023	4,077	2,027	4,969	2,477
COSERN	5633	ICO-----069	ICO---069	3,421	1,645	1,503	0,774
	5468	ACU II---138	ACU 2---138	3,655	1,782	0,963	0,476
	5463	ACU II---069	ACU 2---069	3,655	1,782	3,791	1,773
	5262	C.NOVS--138	CURRAIS NOVOS---138	3,954	1,933	5,460	2,700
	5443	MOSSORO--069	MOSSORO 2---069	3,780	1,849	1,006	0,495
	5474	S.MATOS--138	SANTANA MATOS---138	3,655	1,782	5,460	2,700
	5253	S.CRUZ---069	SANTA CRUZ 2---069	3,951	1,931	5,460	2,700
	5243	NATAL-II-069	NATAL 2---069	4,348	2,134	0,528	0,264
5246	NATAL-III069	NATAL 3---069	4,320	2,119	1,479	0,745	
CPFL	2291	ORIENTO--138	AJINOMOTO (VAL)---138	3,449	1,654	4,075	2,023
	680	AMPARO-YP138	AMPARO---138	4,303	2,122	4,075	2,023
	630	ARACAT-YP138	ARACATUBA---138	3,511	1,689	4,075	2,023
	560	ARARAQUA-138	ARARAQUA---138	3,961	1,939	0,106	0,053
	631	AUXILI-YP138	AUXILIADORA--138	4,378	2,177	4,075	2,023
	635	BBONITA--138	USINA BARRA BONITA---138	4,288	2,124	4,075	2,023
	633	BARIRI---138	BARIRI---138	3,852	1,875	4,075	2,023
	562	BAURU----138	BAURU---138	3,900	1,900	0,067	0,033
	626	BOTUCATU-138	BOTUCATU---138	4,391	2,185	0,060	0,030
	2113	BROTAS---138	BROTAS---138	4,163	2,051	4,075	2,023
	171	CAMPINAS-138	CAMPINAS---138	4,285	2,113	0,880	0,434
	3138	HOLAMBRA-138	CEMIRIM(HOL)---138	4,239	2,090	4,075	2,023

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 88 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	685	DESCAL-YP138	DESCALVADO---138	4,064	1,997	4,075	2,023
	686	DOISCO-YP138	DOIS CORREGOS---138	4,235	2,093	4,075	2,023
	3106	GETULINA-138	GETULINA---138	3,734	1,810	0,555	0,278
	653	GUARANIY-138	GUARANI---138	3,541	1,706	4,075	2,023
	6586	IACANG-Y-138	IACANGA---138	3,780	1,836	4,075	2,023
	645	IBITINGA-138	IBITINGA--138	3,781	1,837	4,075	2,023
	644	IBIT-YP--138	IBITINGA-SE---138	3,788	1,841	4,075	2,023
	646	IPORA-YP-138	IPORÁ---138	3,518	1,693	4,075	2,023
	689	ITAIPA-YP138	ITAIPA---138	4,031	1,980	4,075	2,023
	6610	ITATIBA--138	ITATIBA---138	4,269	2,104	0,773	0,384
	650	JAU-YP---138	JAU---138	4,274	2,116	4,075	2,023
	187	M.MORAES-138	MASCARENHAS DE MORAES---138	3,685	1,804	0,025	0,012
	596	MIRASS2--138	MIRASSOL 2---138	3,640	1,763	1,437	0,700
	696	MMIRIM-2-138	MOGI MIRIM 2---138	4,241	2,091	4,075	2,023
	3883	N.AVANHA-138	NOVA AVANHANDAVA---13,8	3,594	1,735	4,075	2,023
	654	PENAPOLI-138	PENAPOLIS---138	3,617	1,748	4,075	2,023
	656	PENAPO-YP138	PENAPOLIS---138	3,629	1,754	4,075	2,023
	700	PINHAL-YP138	PINHAL---138	4,203	2,071	4,075	2,023
	661	PROMISSA-138	PROMISSÃO---138	3,665	1,774	4,075	2,023
	679	Q.AMPAR-Y138	QUIMICA AMPARO---138	4,305	2,123	4,075	2,023
	564	RIBPRETO-138	RIBEIRÃO PRETO---138	3,863	1,892	0,128	0,063
	665	SJRPRETO-138	SÃO JOSE DO RIO PRETO---138	3,633	1,758	4,075	2,023
	568	SBARBA-2-138	SANTA BARBARA---138	4,217	2,079	0,143	0,071
	702	SCARLO-YP138	SAO CARLOS---138	4,073	2,001	4,075	2,023
	703	SAOCARLO-138	SAO CARLOS 2---138	4,076	2,003	4,075	2,023
	571	SUMARE---138	SUMARE---138	4,247	2,093	1,730	0,859
	707	TECUMSEY-138	TECUMSEH---138	4,073	2,001	4,075	2,023
	2281	TRIANON--138	TRIANON---138	3,511	1,689	4,075	2,023
	672	UBARANA--069	UBARANA---069	3,669	1,776	4,075	2,023
	673	VALPARAI-138	VALPARAISO---138	3,447	1,654	4,075	2,023
	675	VVENTU-YP138	VILA VENTURA--138	3,663	1,774	4,075	2,023
	704	VOLKSWAG-138	VOLKSWAGEN---138	4,074	2,002	4,075	2,023
CSPE	3126	ITAPET-1-138	ITAPETININGA 1---138	4,771	2,418	4,075	2,023
	741	ITAPETI2-138	ITAPETININGA 2---138	4,771	2,418	4,075	2,023
	4277	ITAPETI9-138	ITAPETININGA 9---138	4,759	2,410	4,075	2,023
	2026	DURATEX-Y138	DURATEX---138	4,773	2,419	4,075	2,023
DEMEI	1322	IJUI-2---069	IJUI 2---069	4,179	2,077	0,317	0,158
	1302	IJUI-1---069	IJUI-1---023	4,179	2,077	5,661	2,821
DME	170	P.CALDAS-138	POCOS DE CALDAS---138	4,143	2,041	1,089	0,542
EDEVF	3192	ASSIS-1--088	ASSIS I---088	3,715	1,798	4,075	2,023
	3193	ASSIS-3--088	ASSIS III---088	3,710	1,795	4,075	2,023

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 89 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	3190	BASTOS---138	BASTOS---138	3,452	1,654	4,075	2,023
	3197	C MOTA---088	CANDIDO MOTA---088	3,802	1,847	4,075	2,023
	9513	COCAL---088	COCAL---088	3,506	1,681	4,075	2,023
	3199	IBIRAREM-088	IBIRAREMA---088	3,774	1,831	4,075	2,023
	9519	MARACAI--088	MARACAI--088	3,676	1,776	4,075	2,023
	3198	PALMITAL-088	PALMITAL---088	3,746	1,815	4,075	2,023
	3194	PARAGUAII-088	PARAGUAIIU---088	3,661	1,767	4,075	2,023
	3196	RANCHARI-088	RANCHARIA---088	3,580	1,722	4,075	2,023
	3195	STA LINA-088	SANTA LINA---088	3,506	1,681	4,075	2,023
	3191	TUPA----138	TUPT---138	3,452	1,654	4,075	2,023
ELEKTRO	537	AVERMELH-138	AGUA VERMELHA---138	3,394	1,633	0,031	0,015
	1926	AGUAI-1Y-138	AGUAI--138	4,197	2,068	4,075	2,023
	2041	ORIENTO-Y138	AJINOMOTO BIOLATINA(ORIENTO)---138	4,583	2,297	4,075	2,023
	3834	LIM-2-AJ-138	AJINOMOTO INTERAMERICANA---138	4,223	2,081	4,075	2,023
	2023	ALPARGA-Y138	ALPARGATAS---138	4,710	2,376	4,075	2,023
	1900	ANDRAD-Y-138	ANDRADINA--138	3,344	1,600	4,075	2,023
	1931	ARARA-1-Y138	ARARAS 1---138	4,148	2,041	4,075	2,023
	1932	ARARA-2-Y138	ARARAS 2---138	4,154	2,044	4,075	2,023
	1933	ARTURNO-Y138	ARTUR NOGUEIRA---138	4,230	2,085	4,075	2,023
	1934	ARUJA-Y--138	ARUJA---138	4,444	2,193	4,075	2,023
	1936	ATIBAIA1Y138	ATIBAIA 1---138	4,412	2,177	4,075	2,023
	3843	ATIBAIA3-138	ATIBAIA 3---138	4,434	2,188	4,075	2,023
	3840	ANC-----138	AVANTI/NELITEX/CORTTER---138	3,286	1,569	4,075	2,023
	2011	BERTIO-1Y138	BERTIOGA 1---138	4,461	2,197	4,075	2,023
	709	BERTIO-2-138	BERTIOGA 2---138	4,456	2,195	4,075	2,023
	3846	BERTIO-3-138	BERTIOGA 3---138	4,452	2,193	4,075	2,023
	2024	BURI-Y---138	BURI---138	4,744	2,410	4,075	2,023
	591	CABREUVA-138	CABREUVA---138	4,434	2,189	0,057	0,028
	624	CBONITO--138	CAPAO BONITO--138	4,853	2,475	0,027	0,013
	550	CAPIVARA-138	CAPIVARA---138	3,440	1,647	0,043	0,021
	1901	CARDOSO1Y138	CARDOSO--138	3,449	1,662	4,075	2,023
	2017	KARIBE-Y-088	KARIBE---138	4,910	2,433	4,075	2,023
	1907	CASTILHOY138	CASTILHO---138	3,287	1,569	4,075	2,023
	4172	CEDASA---138	CEDASA---138	4,179	2,058	4,075	2,023
	3919	CERQU-EK-088	CERQUILHO---088	4,242	2,102	4,075	2,023
	2033	CESARIO-Y138	CESARIO LANGE---138	4,665	2,345	4,075	2,023
	4149	I_PAPER--138	INTERNACIONAL---138	4,236	2,088	4,075	2,023
	3969	COCAL-II-138	COCAL II---138	3,463	1,659	4,075	2,023
	1947	CONCHALY-138	CONCHAL---138	4,232	2,086	4,075	2,023
	3921	CONCH-EK-088	CONCHAS---088	4,242	2,102	4,075	2,023
	1948	CORDEIRY-138	CORDEIROPOLIS---138	4,192	2,065	4,075	2,023

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 90 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	4192	ELDORADO-138	ELDORADO---138	3,302	1,578	4,075	2,023
	3823	MGUACU-C-138	ENERGY WORKS---138	4,229	2,084	4,075	2,023
	1950	CRUZACO1Y138	CRUZACO---138	4,379	2,161	4,075	2,023
	3837	DELTA---138	DELTA INDUSTRIA---138	4,178	2,057	4,075	2,023
	2013	DOWQUIM-Y138	DOW QUIMICA---138	4,469	2,200	4,075	2,023
	639	DRACENA--138	DRACENA--138	3,423	1,639	4,075	2,023
	1959	ELFUSA-Y-138	ELFUSA---138	4,170	2,054	4,075	2,023
	4193	EMBRAMAC-138	EMBRAMACO--138	4,184	2,061	4,075	2,023
	1906	FERNAND-Y138	FERNANDOPOLIS---138	3,435	1,654	4,075	2,023
	642	FLORIDA--069	FLORIDA PAULISTA--069	3,443	1,650	4,075	2,023
	1960	FMORATO1Y138	FRANCISCO MORATO---138	4,446	2,195	4,075	2,023
	1961	FROCHA-Y-138	FRANCO DA ROCHA---138	4,446	2,195	4,075	2,023
	2012	GUARATUBY138	GUARATUBA(PETRO GUAR)---138	4,454	2,194	4,075	2,023
	2014	GUARUJ-1Y138	GUARUJA 1---138	4,469	2,200	4,075	2,023
	2015	GUARUJ-2Y138	GUARUJA 2---138	4,467	2,199	4,075	2,023
	2016	GUARUJ-3Y138	GUARUJA 3---138	4,469	2,200	4,075	2,023
	647	ISOLTEIR-138	ILHA SOLTEIRA---138	3,318	1,587	4,075	2,023
	1963	IRACEMA1Y138	IRACEMAPOLIS--138	4,199	2,069	4,075	2,023
	2029	ITANHA-Y-138	ITANHANHEM 1---138	4,579	2,278	4,075	2,023
	3938	ITANHA-2-138	ITANHANHEM 2---138	4,564	2,268	4,075	2,023
	3126	ITAPET-1-138	ITAPETININGA 1---138	4,771	2,418	4,075	2,023
	649	JALES---138	JALES---138	3,405	1,637	4,075	2,023
	1972	JARINU-Y-138	JARINU---138	4,343	2,143	4,075	2,023
	541	JUPIA---138	JUPIA---138	3,285	1,568	0,065	0,032
	2030	JUQUIA-Y-138	JUQUIA---138	4,700	2,365	4,075	2,023
	2032	LARANJA1Y138	LARANJAL PAULISTA---138	4,571	2,289	4,075	2,023
	1973	LEME-Y---138	LEME---138	4,120	2,026	4,075	2,023
	692	LIMEIR-1-138	LIMEIRA 1---138	4,204	2,071	4,075	2,023
	1976	LIMEIR-2Y138	LIMEIRA 2---138	4,223	2,081	4,075	2,023
	1977	LIMEIR-3Y138	LIMEIRA 3---138	4,210	2,074	4,075	2,023
	1978	LIMEIR-4Y138	LIMEIRA 4---138	4,207	2,073	4,075	2,023
	3950	LUK-----138	LUK---138	4,258	2,100	4,075	2,023
	3815	MGUACU-M-138	MAHLE-138	4,221	2,080	4,075	2,023
	694	MAIRIPOR-138	MAIRIPORA---138	4,451	2,197	4,075	2,023
	1981	MELHORA-Y138	MELHORAMENTOS---138	4,445	2,194	4,075	2,023
	1962	MVARGA-Y-138	METAL VARGAS(F.VARGA)---138	4,225	2,082	4,075	2,023
	1908	MIRANDO-Y138	MIRANDOPOLIS---138	3,406	1,632	4,075	2,023
	3816	MGUACU-1-138	MOGI GUACU 1---138	4,236	2,088	4,075	2,023
	1982	MGUACU-2Y138	MOGI GUACU 2---138	4,232	2,086	4,075	2,023
	1985	MMIRIM-1Y138	MOGI MIRIM 1---138	4,241	2,090	4,075	2,023
	696	MMIRIM-2-138	MOGI MIRIM 2---138	4,241	2,091	4,075	2,023
	744	MONGAGU-Y138	MONGAGUA---138	4,549	2,257	4,075	2,023

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 91 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	3883	N.AVANHA-138	NOVA AVANHANDAVA---13,8	3,594	1,735	4,075	2,023
	1910	PDOESTE-Y138	PALMEIRA DO OESTE---138	3,381	1,624	4,075	2,023
	3863	PARAIBUN-138	PARAIBUNA---088	4,438	2,189	4,075	2,023
	1909	PBARRE-Y-138	PEREIRA BARRETO---138	3,349	1,605	4,075	2,023
	746	PERUIBE--138	PERUIBE--138	4,609	2,300	4,075	2,023
	1949	PETROBRAY138	PETROBRAS(PETRO PIR.)---138	4,070	2,000	4,075	2,023
	4131	SIS-PETR-088	PETROBRAS-S.ISABEL-138	4,888	2,422	4,075	2,023
	4130	ATI-PETR-138	PETROBRAS-ATIBAIA-138	4,412	2,177	4,075	2,023
	1989	PIRASS-1Y138	PIRASSUNUNGA 1---138	4,086	2,008	4,075	2,023
	1990	PIRASS2YA138	PIRASSUNUNGA 2---138	4,066	1,998	4,075	2,023
	1911	PIRAPO-1Y138	PIRAPOZINHO---138	3,489	1,672	4,075	2,023
	2042	PIRELLI-Y138	PIRELLI---138	4,648	2,334	4,075	2,023
	699	PFERREIR-138	PORTO FERREIRA--138	4,060	1,995	4,075	2,023
	658	PPRIMA-B-138	PORTO PRIMAVERA---138	3,734	1,792	4,075	2,023
	747	REGISTRO-138	REGISTRO---138	4,736	2,391	4,075	2,023
	701	RCLARO-1-138	RIO CLARO 1---138	4,179	2,058	4,075	2,023
	3825	RCLARO-2-138	RIO CLARO 2---138	4,149	2,041	4,075	2,023
	3826	RCLARO-3-138	RIO CLARO 3---138	4,177	2,057	4,075	2,023
	1998	RIPASA-Y-138	RIPASA(CONPACEL)---138	4,222	2,081	4,075	2,023
	546	ROSANA---138	ROSANA---138	3,734	1,792	4,075	2,023
	2002	SJBVIS-1Y138	S.JOAO DA BOA VISTA 2---138	4,169	2,053	4,075	2,023
	730	SSEBASTI-138	SAO SEBASTIAO---13,8	4,443	2,191	4,075	2,023
	3078	S.SEBAST-138	SAO SEBASTIAO---13,8	4,443	2,191	4,075	2,023
	2001	SCPALME-Y138	SANTA CRUZ DAS PALMEIRAS--138	4,083	2,007	4,075	2,023
	2022	SISABEL-Y088	SANTA ISABEL---088	4,881	2,418	4,075	2,023
	2004	SRPASS4YA138	SANTA RITA DO PASSA QUATRO---138	4,025	1,977	4,075	2,023
	1999	SAPOSSE1Y138	SANTO ANTONIO DA POSSE---138	4,239	2,090	4,075	2,023
	3831	TAMBAU---138	TAMBAU---138	4,025	1,977	4,075	2,023
	548	TAQUARUC-138	TAQUARUCU---138	3,326	1,587	0,031	0,015
	3929	TATUI-1--088	TATUI 1---88	4,771	2,418	4,075	2,023
	2044	TATUI-2Y-138	TATUI 2---138	4,696	2,366	4,075	2,023
	601	TAUBATE--138	TAUBATE---138	4,432	2,187	0,098	0,049
	748	TIETE----138	TIETE---138	4,619	2,317	4,075	2,023
	4150	TIGRE----138	TIGRES---138	4,149	2,041	4,075	2,023
	543	3IRMAOS--138	TRES IRMOS---138	3,299	1,576	0,030	0,015
	1903	3LAGOAS-Y138	TRES LAGOAS---138	3,290	1,571	4,075	2,023
	672	UBARANA--069	UBARANA---069	3,669	1,776	4,075	2,023
	2018	UBATUBA1-138	UBATUBA---138	4,441	2,190	4,075	2,023
	3832	VGSUL----138	VARGEM GRANDE DO SUL---138	4,149	2,043	4,075	2,023
	4147	VCP-MS---138	VCP-MS---138	3,294	1,573	4,075	2,023
	3087	V.CARVAL-013	VICENTE DE CARVALHO---13,8	4,471	2,201	4,075	2,023
	1917	VOTUPO-1Y138	VOTUPORANGA 1---138	3,483	1,679	4,075	2,023

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 92 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	674	VOTUPO-2-138	VOTUPORANGA 2---138	3,479	1,677	4,075	2,023
	1974	CRESCI-Y-138	CRESCIUMAL---138	4,128	2,030	4,075	2,023
	4238	CER-F-L-Y138	FERRO LIGA---138	4,654	2,337	4,075	2,023
	3839	PIONEIRO-138	PIONEIRO---138	3,357	1,610	4,075	2,023
ELETROACRE	6952	R.BRANCO-069	RIO BRANCO 1---069	0,647	0,075	1,238	0,621
	6951	R.BRANCO-138	RIO BRANCO 1---138	0,647	0,075	4,374	2,256
	6957	RBRANCO1-013	RIO BRANCO 1---013	0,647	0,075	1,238	0,621
ELETROCAR	1292	TAPERA---069	TAPERA 2---069	4,334	2,131	2,664	1,351
	1279	SMARTA---069	SANTA MARTA---069	4,113	2,003	0,981	0,485
ELETROPAULO	444	ANHANGUE-088	ANHANGUERA---088	4,522	2,230	1,954	0,977
	3494	BANDEIRA-034	BANDEIRANTES---34,5	4,586	2,265	1,585	0,759
	493	BANDEIRA-088	BANDEIRANTES---088	4,586	2,265	0,679	0,337
	3429	CENTRO---020	CENTRO---020	5,057	2,542	1,611	0,789
	428	CENTRO---088	CENTRO---088	5,057	2,542	1,306	0,623
	583	EMBUGUAC-138	EMBU GUAU---138	4,507	2,227	0,113	0,056
	411	E.SOUZA--088	EDGARD DE SOUZA---088	4,799	2,390	1,875	0,924
	465	LESTE---088	LESTE---088	4,523	2,226	0,799	0,400
	496	M.FORNAS-088	MILTON FORNASARO---088	4,517	2,227	1,428	0,710
	3440	M.REALE--020	MIGUEL REALE---020	4,658	2,306	1,857	0,915
	441	M.REALE--088	MIGUEL REALE---088	4,658	2,306	9,562	4,659
	443	NORDESTE-088	NORDESTE---088	4,573	2,254	0,784	0,392
	436	NORTE-1--088	NORTE---088	4,530	2,234	1,066	0,532
	739	PARELHE-Y138	PARELHEIROS---138	4,515	2,233	4,075	2,023
	485	PIRATINI-088	PIRATININGA---088	4,349	2,132	1,874	0,932
	486	PIRAT.II-088	PIRATININGA II---088	4,474	2,203	0,368	0,185
	422	PIRITUBA-088	PIRITUBA---088	5,060	2,529	0,968	0,481
	467	RAMON-RF-088	RAMON REBERTE FILHO---088	4,555	2,242	0,876	0,439
	3475	SUL1----088	SUL---088	4,562	2,246	0,877	0,441
588	JANDIRA--088	JANDIRA---088	4,511	2,228	1,261	0,631	
ELFSM	2655	MASCAR.--138	MASCARENHAS---138	4,466	2,213	0,372	0,182
ENERGISA BORBOREMA(CELB)	5228	B. VISTA-069	BELA VISTA---069	3,897	1,899	2,168	1,079
	5230	CGD-----013	CAMPINA GRANDE 2---13,8	3,897	1,899	2,168	1,079
	5226	C.GRANDE2069	CAMPINA GRANDE 2---069	3,897	1,899	1,174	0,583
	5227	C.GRANDE1069	CAMPINA GRANDE 1---069	3,897	1,899	2,168	1,079
	5221	ALTO-BRA-069	ALTO BRANCO---069	3,897	1,899	2,168	1,079
ENERGISA MINAS GERAIS	3338	P.FIALHO-138	PADRE FIALHO---138	4,317	2,141	3,713	1,893
ENERGISA PARAÍBA - EPB	5230	CGD-----013	CAMPINA GRANDE 2---13,8	3,897	1,899	2,168	1,079
	5226	C.GRANDE2069	CAMPINA GRANDE 2---069	3,897	1,899	1,174	0,583
	5227	C.GRANDE1069	CAMPINA GRANDE 1---069	3,897	1,899	2,168	1,079
	5623	COREMA-I-069	COREMAS---069	3,330	1,606	1,361	0,680
	5213	MUSSURE--069	MUSSURE 2---069	3,972	1,946	0,468	0,232

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 93 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	5249	PILOES---138	PILOES---138	3,934	1,922	5,460	2,700
	5203	GOIANINH-069	GOIANINHA---069	3,888	1,903	1,150	0,564
	5253	S.CRUZ---069	SANTA CRUZ 2---069	3,951	1,931	5,460	2,700
ENERGISA SERGIPE(ENERGIPE)	5713	ITABAIAN-069	ITABAIANA---069	3,066	1,492	0,442	0,223
	5963	ITBNINHA-069	ITABAIANINHA---069	3,457	1,741	1,884	0,943
	5721	JARDIM---230	JARDIM---230	3,101	1,516	n/a	n/a
	5723	JARDIM---069	JARDIM--069	3,101	1,516	0,581	0,291
	5293	PENEDO---069	PENEDO---069	3,746	1,861	1,882	0,922
	6283	XINGO---069	XINGO---069	2,377	1,121	3,863	1,811
	6285	XINGO---013	XINGO---13,8	2,377	1,121	3,863	1,811
ENERSUL	1079	ANASTA-A-138	ANASTACIO---138	3,096	1,467	1,201	0,580
	1142	DOU SCRUI-138	DOURADOS---138	3,373	1,591	1,242	0,629
	847	GUAIRA---138	GUAIRA---138	3,903	1,875	1,040	0,519
	541	JUPIA---138	JUPIA---138	3,285	1,568	0,065	0,032
	657	PPRIMA-A-138	PORTO PRIMAVERA-B-138	3,706	1,776	4,075	2,023
	1853	SELVIRIA-138	SELVIRIA---138	3,315	1,586	4,075	2,023
	1890	CG-IMBIR-138	IMBIRUSSU---138	3,095	1,463	1,120	0,563
	9596	Corumba2-138	CORUMBA 2---138	3,100	1,470	0,690	0,315
ESCELSA	2655	MASCAR--138	MASCARENHAS---138	4,466	2,213	0,372	0,182
	2619	VIANA----138	VIANA----138	4,462	2,213	2,107	1,052
	177	VITORIA--138	VITORIA---138	4,497	2,231	0,962	0,478
	175	CAMPOS---138	CAMPOS---138	4,217	2,077	0,276	0,138
	2909	VERONA---138	VERONA---138	4,620	2,292	1,096	0,549
HIDROPAN	1322	IJUI-2---069	IJUI 2---069	4,179	2,077	0,317	0,158
	1307	PANAMBI--069	PANAMBI--013	4,137	2,057	7,237	3,612
JAGUARARI - CJE	3137	JAG-ANTA-138	ANTARCTICA-JAG---138	4,239	2,090	4,075	2,023
	1968	JAGRIUN-Y138	JAGUARIUNA---138	4,239	2,090	4,075	2,023
	1958	PEDREICJE138	PEDREIRA--138	4,239	2,090	4,075	2,023
LESTE PAULISTA (CPEE)	683	CACONDE--138	CACONDE---138	4,104	2,019	4,075	2,023
	1941	CBRANCA-Y138	CASA BRANCA---138	4,093	2,013	4,075	2,023
	2003	SJRPARD-Y138	SAO JOSE DO RIO PARDO---138	4,104	2,019	4,075	2,023
	4154	CBRANC5-Y138	CASA BRANCA 5-138	4,093	2,013	4,075	2,023
LIGHT	178	GRAJAU---138	GRAJAU---138	4,379	2,169	0,542	0,267
	180	JACAREP--138	JACAREPAGUA---138	4,426	2,194	0,584	0,288
	169	S.JOSE---138	SAO JOSE---138	4,314	2,133	0,410	0,202
	276	BRISAMAR-138	BRISA MAR---138	4,354	2,155	1,677	0,818
	251	N.PECANH-138	NILO PECANHA---138	4,348	2,152	1,141	0,551
	183	C.PAULIS-138	C. PAULISTA---138	4,220	2,080	0,907	0,453
	184	S.CRUIZ---138	SANTA CRUIZ---138	4,378	2,168	1,677	0,818
	173	ADRIANO--138	ADRIANOPOLIS---138	4,368	2,161	0,878	0,448
MOCOCA	1986	MOCOCA-Y-138	MOCOCA---138	4,104	2,019	4,075	2,023

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 94 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	6601	MOCOCA-4-138	MOCOCA 4---138	4,104	2,019	4,075	2,023
NACIONAL - CNEE	3155	BORBOREM-138	BORBOREMA---138	3,754	1,823	4,075	2,023
	638	CATAND-2-138	CATANDUVA---138	3,685	1,786	4,075	2,023
	672	UBARANA--069	UBARANA---069	3,669	1,776	4,075	2,023
PIRATININGA	471	BAIXADA--345	BAIXADA SANTISTA---345	4,481	2,205	n/a	n/a
	473	BAIXADA--088	BAIXADA SANTISTA---088	4,481	2,205	1,036	0,513
	575	BOMJARDI-138	BOM JARDIM---138	4,324	2,133	0,038	0,019
	576	B.JARDIM-088	BOM JARDIM---088	4,391	2,170	1,045	0,500
	723	MANAH-YE-138	MANAH---138	4,483	2,205	4,075	2,023
	415	OESTE----088	OESTE---088	4,371	2,152	1,046	0,526
	3087	V.CARVAL-013	VICENTE DE CARVALHO---13,8	4,471	2,201	4,075	2,023
	2034	ZANCHE-Y-138	ZANCHETTA---138	4,686	2,359	4,075	2,023
	528	SALTO----088	SALTO---088	4,371	2,154	1,311	0,638
	3423	BOIT.Y-2-138	BOITUVA 2---138	4,678	2,354	4,075	2,023
	6610	ITATIBA--138	ITATIBA---138	4,269	2,104	0,773	0,384
734	V.CARVAL-138	EMBRAPORT---138	4,471	2,201	4,075	2,023	
RGE	2068	CACHOEIR-138	CACHOEIRINHA 1---138	4,614	2,350	3,844	1,858
	1201	CAXIAS-2-069	CAXIAS 2---069	4,563	2,322	1,637	0,752
	9279	CAXIAS5-A013	CAXIAS 5---13,8	4,589	2,339	1,337	0,626
	1193	CAXIAS-5-069	CAXIAS 5---069	4,574	2,329	1,397	0,647
	1387	CAXIAS-6-069	CAXIAS DO SUL 6-069	4,559	2,319	1,317	0,635
	1207	FARROUPI-069	FARROUPILHA---069	4,463	2,267	0,356	0,172
	1205	GARIBAL--069	GARIBALDI 1---069	4,419	2,251	1,881	0,871
	9284	GRAVATAI-023	GRAVATAI 2---023	4,540	2,301	1,123	0,561
	1209	GRAVATA2-069	GRAVATAI 2---069	4,598	2,334	1,018	0,501
	1313	GRAVATA3-230	GRAVATAI 3---230	4,635	2,345	n/a	n/a
	1314	GRAVATA3-069	GRAVATAI 3---069	4,617	2,340	1,403	0,716
	1214	GUARITA--069	GUARITA---069	3,438	1,606	0,774	0,390
	1216	JACUI----138	JACUI---138	4,027	2,002	4,107	2,046
	1220	JACUIRGE-023	JACUI--023	4,027	2,002	6,459	3,225
	1326	LVERMEL2-138	LAGOA VERMELHA 2---138	3,876	1,900	1,720	0,802
	9594	LageaGde-138	LAJEADO GRANDE---138	4,460	2,245	1,152	0,567
	2079	MISSOES--069	MISSOES---069	4,155	2,074	5,011	2,438
	1226	NPRATA-2-069	NOVA PRATA 2---069	4,139	2,080	1,036	0,485
	1042	PFUNDO---138	PASSO FUNDO---138	3,406	1,602	1,759	0,875
	1275	SMARTA---138	SANTA MARTA---138	4,113	2,003	0,735	0,365
	1279	SMARTA---069	SANTA MARTA---069	4,113	2,003	0,981	0,485
	1282	SROSA----069	SANTA ROSA---069	4,023	1,974	0,906	0,457
	1251	SANGELO--069	SANTO ANGELO 2---069	4,111	2,037	0,485	0,241
	1292	TAPERA---069	TAPERA 2---069	4,334	2,131	2,664	1,351
	2094	TAQUARA--138	TAQUARA---138	4,640	2,356	0,620	0,297
	1322	IJUI-2---069	IJUI 2---069	4,179	2,077	0,317	0,158

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 95 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Concessionária	nº da barra	Nome da Barra	Ponto de Conexão	TUST-RB (R\$/kW.mês)		TUST-FR (R\$/kW.mês)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	9548	NPETROP2-069	N.PETROPOLIS 2---069	4,557	2,306	1,382	0,673
	9998	CRUZALTA1023	CRUZ ALTA---023	4,077	2,027	4,969	2,477
	1301	CRUZALTA1069	CRUZ ALTA---069	4,077	2,027	4,107	2,046
	1062	FCHAPECO-138	FOZ DO CHAPECO---138	3,404	1,588	12,422	6,373
SANTA CRUZ - CLFSC	3150	AVARE-SC-230	AVARE NOVA---230	4,382	2,186	n/a	n/a
	2036	B.CAMPOS-088	BERNADINO DE CAMPOS---088	4,016	1,976	4,075	2,023
	2028	ITAI-Y---138	ITAI II---138	4,498	2,264	4,075	2,023
	2045	OURINH1-Y088	OURINHOS 1---088	3,907	1,910	4,075	2,023
	2043	OURINHO-2088	OURINHO 2---088	3,932	1,926	4,075	2,023
SULGIPE	5963	ITBNINHA-069	ITABAIANINHA---069	3,457	1,741	1,884	0,943

(Fl. 96 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

ANEXO VI

TARIFAS DE USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPONENTES DA REDE BÁSICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL, APLICÁVEIS A CENTRAIS GERADORAS ALCANÇADAS PELA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 267, DE 5 DE JUNHO DE 2007

Tipo	Central Geradora	TUST [R\$/kW.mês]
EOL	Alvorada	5,701
EOL	Araras	7,041
EOL	Aratuã 3	5,803
EOL	Areia Branca	9,334
EOL	Asa Branca II	6,175
EOL	Asa Branca III	6,175
EOL	Asa Branca IV	6,175
EOL	Asa Branca VI	6,175
EOL	Asa Branca VIII	6,175
EOL	Atântica I	3,771
EOL	Atlântica II	3,771
EOL	Atlântica IV	3,771
EOL	Atlântica V	3,771
EOL	Buriti	7,041
EOL	Caetité 2	5,277
EOL	Caetité 3	5,277
EOL	Cajucôco	7,041
EOL	Candiba	5,701
EOL	Casa Nova	5,480
EOL	Cerro Chato I (Coxilha Negra V)	5,013
EOL	Cerro Chato II (Coxilha Negra VI)	5,013
EOL	Cerro Chato III (Coxilha Negra VII)	5,013
EOL	Colônia	7,240
EOL	Colônia	7,240
EOL	Coqueiros	7,041
EOL	Costa Branca	5,959
EOL	DREEN Boa Vista	4,693
EOL	DREEN Olho D'Água	5,556
EOL	Eurus VI	8,240
EOL	Faisa II	7,240
EOL	Faisa III	7,240
EOL	Faisa IV	7,240
EOL	Faisa V	7,240
EOL	Garças	7,041
EOL	Guanambi	5,701
EOL	Guirapá	5,701
EOL	Icarai I	7,041
EOL	Icarai II	7,041

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 97 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Tipo	Central Geradora	TUST [R\$/kW.mês]
EOL	Igaporã	5,701
EOL	Ilhéus	5,701
EOL	Juremas	5,953
EOL	Lagoa seca	7,041
EOL	Licínio de Almeida	5,701
EOL	Macacos	5,959
EOL	Macaúbas	5,125
EOL	Mae e Terra	9,334
EOL	Miassaba III	10,232
EOL	Morro dos Ventos I	8,260
EOL	Morro dos Ventos III	8,260
EOL	Morro dos Ventos IV	8,260
EOL	Morro dos Ventos IX	8,260
EOL	Morro dos Ventos VI	8,260
EOL	N. Sra da Conceição	5,701
EOL	Novo Horizonte	5,125
EOL	Osório 3	3,766
EOL	Pajéu dos Ventos	5,701
EOL	Pedra Branca	5,473
EOL	Pedra Preta	5,959
EOL	Pindaí	5,701
EOL	Planaltina	5,701
EOL	Pontal 2B	3,473
EOL	Porto Seguro	5,701
EOL	Rei dos Ventos I	10,232
EOL	Rei dos Ventos III	10,232
EOL	Renascença I	6,175
EOL	Renascença II	6,175
EOL	Renascença III	6,175
EOL	Renascença IV	6,175
EOL	Rio Verde	5,701
EOL	Sangadouro 2	3,240
EOL	Sangadouro 3	3,240
EOL	Santa Clara I	8,769
EOL	Santa Clara II	8,769
EOL	Santa Clara III	8,769
EOL	Santa Clara IV	8,769
EOL	Santa Clara V	8,769
EOL	Santa Clara VI	8,769
EOL	São Pedro do Lago	5,473
EOL	Seabra	5,125
EOL	Serra do Salto	5,701
EOL	Sete Gameleiras	5,473
EOL	Taíba Água	7,240
EOL	Taíba Andorinha	7,240

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 98 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Tipo	Central Geradora	TUST [R\$/kW.mês]
EOL	Vento do Oeste	7,041
EOL	Vento Formoso	4,902
EOL	Ventos de São Miguel	6,175
EOL	Ventos de Tianguá	4,902
EOL	Ventos de Tianguá Norte	4,902
EOL	Ventos do Morro do Chapéu	4,902
EOL	Ventos do Parazinho	4,902
UHE	Estreito	6,177
UHE	Foz do Chapecó	5,261
UHE	Jirau	18,337
UHE	Santo Antônio	17,724
UTE	Alto Taquari	6,273
UTE	Boa Vista	6,111
UTE	Caçu I	5,807
UTE	Campina Grande	3,273
UTE	CAUHYRA I	2,033
UTE	Costa Rica	6,081
UTE	Escolha	2,033
UTE	Itapebi	4,615
UTE	Jataí	6,273
UTE	Macaíba	3,080
UTE	MC2 Camaçari I	4,026
UTE	MC2 Camaçari II	3,948
UTE	MC2 Camaçari III	3,948
UTE	MC2 Catu	3,249
UTE	MC2 Dias Dávila I	4,026
UTE	MC2 Dias Dávila II	4,026
UTE	MC2 Feira de Santana	3,363
UTE	MC2 Gov. Mangabeira	4,019
UTE	MC2 Joinville (Maranhão IV)	2,086
UTE	MC2 Nossa Senhora do Socorro	6,333
UTE	MC2 Nova Venécia I	2,447
UTE	MC2 Pecem II	6,334
UTE	MC2 Sapeaçu	4,141
UTE	MC2 Senhor do Bonfim	1,744
UTE	MC2 St. Ant. de Jesus	3,754
UTE	MC2 Suape II B	5,142
UTE	Monte Pascoal	4,615
UTE	Morro Vermelho	6,273
UTE	Pernambuco II	4,238
UTE	Porto das Águas	6,081
UTE	Porto do Itaqui (ex-Termomaranhão)	4,470
UTE	Porto do pecém I (ex-UTE MPX)	7,582
UTE	Santa Luzia I	5,813
UTE	Santa Rita de Cássia	3,626

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 99 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Tipo	Central Geradora	TUST [R\$/kW.mês]
UTE	Termonordeste	4,248
UTE	Termoparaíba	2,185
UTE	TERMOPOWER V	5,142
UTE	TERMOPOWER VI	5,142
UTE	Tocantinópolis	5,879
UTE	Viana	0,647
UTE	Água Emendada	6,273
UTE	Suape II	5,404

(Fl. 100 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

ANEXO VII

ENCARGOS ANUAIS – PERÍODO 2011-2012– TRANSFORMADORES DE FRONTEIRA E REDE COMPARTILHADA

TRANSMISSORA	DISTRIBUIDORA	VALOR (1000xR\$)	TOTAL (1000xR\$)
CEMIG	CEMIG	62.305,75	63.137,00
	CELG	689,60	
	RIMA	141,65	
CHESF	SULGIPE	1.001,30	177.423,21
	CEMAR	1.188,56	
	CEAL	7.610,94	
	COELBA	46.835,93	
	COELCE	21.486,28	
	COSERN	21.047,23	
	ENERGISA SERGIPE - ESE	5.961,72	
	ENERGISA PARAIBA - EPB	15.715,12	
	CELPE	36.657,03	
	CEPISA	16.156,61	
	ENERGISA BORBOREMA - EBO	3.762,49	
COPEL - GT	COPEL	67.216,70	68.114,93
	ENERSUL	898,23	
CTEEP	CPFL	120.164,30	727.112,59
	MOCOCA	4.426,26	
	COPEL	12.433,60	
	ENERSUL	6.043,70	
	ELETROPAULO	189.714,40	
	BANDEIRANTE - EBE	60.944,10	
	ELEKTRO	205.578,10	
	PIRATININGA	44.921,12	
	LESTE PAULISTA (CPEE)	6.384,80	
	BRAGANTINA - EEB	10.782,29	
	CAIUA	17.531,63	
	SANTA CRUZ - CLFSC	11.626,94	
	NACIONAL - CNEE	8.981,19	
	CSPE	6.806,66	
EDEVP	14.020,88		
JAGUARARI - CJE	6.752,62		
ELETRONORTE	CELG	7.598,78	106.678,14
	CELTINS	5.517,02	
	CEMAT	19.949,38	
	CEMAR	22.971,47	
	CELPA	29.203,21	
	ELETROACRE	4.301,66	
	CERON	17.136,62	
ELETROSUL	ELETROCAR	1.226,76	76.810,83

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 101 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

TRANSMISSORA	DISTRIBUIDORA	VALOR (1000xR\$)	TOTAL (1000xR\$)
	COPEL	504,17	
	CEEE	5.173,60	
	CELESC	51.351,36	
	ENERSUL	5.754,28	
	AES-SUL	267,52	
	RGE	12.533,14	
FURNAS	CEMIG	5.697,71	152.798,99
	CPFL	7.724,79	
	MOCOCA	3,99	
	LIGHT	49.821,63	
	AMPLA	16.039,46	
	ESCELSA	30.128,14	
	CELG	13.944,08	
	CEB	19.834,87	
	COPEL	11,22	
	ENERSUL	5,34	
	ELETROPAULO	3,17	
	BANDEIRANTE - EBE	24,81	
	ELEKTRO	185,31	
	PIRATININGA	5,76	
	CEMAT	3.742,97	
	LESTE PAULISTA (CPEE)	5,76	
	BRAGANTINA - EEB	9,73	
	CAIUA	15,82	
	SANTA CRUZ - CLFSC	10,49	
	NACIONAL - CNEE	8,10	
	CSPE	6,14	
	EDEVP	12,65	
	JAGUARARI - CJE	6,09	
	DMEPC	1.343,40	
ALCOA	4.207,56		
CEEE - GT	ELETROCAR	111,95	111.460,29
	CEEE	37.408,56	
	AES-SUL	45.219,46	
	RGE	22.029,99	
	DEMEI	2.223,92	
	HIDROPAN	1.395,93	
	CERILUZ	903,13	
	COPREL	1.586,31	
CERTAJA	581,04		
ET STC	CELESC	7.007,72	7.007,72
CELG	CELG	15.503,90	15.667,92
	CEMAT	164,02	
SMTE	CEMIG	7.843,30	7.843,30
TRANSIRAPE	CEMIG	3.159,13	3.159,13

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 102 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

TRANSMISSORA	DISTRIBUIDORA	VALOR (1000xR\$)	TOTAL (1000xR\$)
AFLUENTE	COELBA	7.094,87	7.094,87
CASTELO ENERGETICA S.A	ESCELSA	1.490,86	1.937,84
	ELFSM	446,98	
LIGHT ENERGIA	LIGHT	2.282,54	2.282,54
ETAU (TREZEGUET)	RGE	2.746,10	2.746,10
CHESF (TAUA-MILAGRES)	COELCE	1.171,98	1.171,98
CEMIG ITAJUBA	CEMIG	11.451,65	11.451,65
PORTO PRIMAVERA (PPTE)	ENERSUL	4.214,27	4.214,27
CNTE - ATE VI	CELESC	2.301,50	2.301,50
ATE VII	COPEL	2.180,49	2.180,49
LONDRINA - ATE V	CPFL	491,35	2.168,84
	MOCOCA	21,31	
	COPEL	59,87	
	ENERSUL	28,47	
	ELETROPAULO	16,90	
	BANDEIRANTE - EBE	132,39	
	ELEKTRO	988,75	
	PIRATININGA	30,72	
	LESTE PAULISTA (CPEE)	30,74	
	BRAGANTINA - EEB	51,92	
	CAIUA	84,41	
	SANTA CRUZ - CLFSC	55,98	
	NACIONAL - CNEE	43,24	
	CSPE	32,77	
EDEVP	67,51		
JAGUARARI - CJE	32,51		
SPTÉ	CEMIG	3.585,47	3.585,47
CHESF (IBICOARA/BRUMADO)	COELBA	1.036,62	1.036,62
IE PINHEIROS (ATIBAIA)	CPFL	377,55	1.666,52
	MOCOCA	16,38	
	COPEL	46,00	
	ENERSUL	21,87	
	ELETROPAULO	12,99	
	BANDEIRANTE - EBE	101,73	
	ELEKTRO	759,75	
	PIRATININGA	23,60	
	LESTE PAULISTA (CPEE)	23,62	
	BRAGANTINA - EEB	39,89	
	CAIUA	64,86	
	SANTA CRUZ - CLFSC	43,02	
	NACIONAL - CNEE	33,23	
	CSPE	25,18	
EDEVP	51,87		
JAGUARARI - CJE	24,98		
IE PINHEIROS (ARARAS)	CPFL	6.966,81	10.299,24

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 103 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

TRANSMISSORA	DISTRIBUIDORA	VALOR (1000xR\$)	TOTAL (1000xR\$)
	MOCOCA	42,34	
	COPEL	118,93	
	ENERSUL	56,55	
	ELETROPAULO	33,58	
	BANDEIRANTE - EBE	263,00	
	ELEKTRO	1.964,20	
	PIRATININGA	61,02	
	LESTE PAULISTA (CPEE)	61,07	
	BRAGANTINA - EEB	103,13	
	CAIUA	167,69	
	SANTA CRUZ - CLFSC	111,21	
	NACIONAL - CNEE	85,90	
	CSPE	65,11	
	EDEVP	134,11	
JAGUARARI - CJE	64,59		
ETES	ESCELSA	2.755,21	2.755,21
PEDRAS	AMPLA	4.210,08	4.210,08
ESDE	CEMIG	2.752,91	2.752,91
ELETRONORTE (S.LUIS III)	CEMAR	1.229,78	1.229,78
NARANDIBA	COELBA	1.602,36	1.602,36
ELETROSUL (MISSOES)	RGE	1.884,81	1.884,81
ELETRONORTE (BALSAS)	CEMAR	613,88	1.122,08
	CEPISA	508,20	
IEJAPI	ELETROPAULO	10.077,87	14.252,17
	PIRATININGA	4.174,30	
IE SUL (FORQUILHINHA)	CELESC	2.450,18	2.599,19
	COOPERA	149,01	
IE PINHEIROS (PIRATININGA)	ELETROPAULO	4.039,68	4.039,68
EBTE	CEMAT	488,21	488,21
CHESF (PENEDO)	CEAL	1.626,61	2.008,61
	ENERGISA SERGIPE - ESE	382,00	
CHESF (NATAL III)	CEAL	896,55	5.504,05
	COELBA	406,35	
	COSERN	3.558,72	
	ENERGISA SERGIPE - ESE	223,38	
	CELPE	419,05	
CHESF (SUAPE III)	CELPE	607,83	607,83
TSP (ITATIBA)	CPFL	4.688,29	6.063,51
	PIRATININGA	1.375,22	
RS ENERGIA	AES-SUL	450,23	4.922,97
	RGE	4.016,03	
	DEMEI	198,62	
	HIDROPAN	113,53	
	CERILUZ	58,10	
	COPREL	86,46	

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 104 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

TRANSMISSORA	DISTRIBUIDORA	VALOR (1000xR\$)	TOTAL (1000xR\$)
LTC	ENERSUL	50,57	50,57
MONTES CLAROS	ENERGISA MINAS GERAIS - EMG	2.129,40	2.129,40
SLTE	CEMIG	99,02	99,02
TDG	COELCE	1.314,78	1.314,78
CHESF (ARAPIRACA)	CEAL	742,70	742,70
CHESF (POLO)	COELBA	328,03	328,03
ATLANTICO	CELPA	1.301,08	1.301,08
ELETRONORTE (LRV)	CEMAT	853,23	853,23
CALDAS NOVAS	CELG	888,28	888,28
ELETRONORTE (NOBRES)	CEMAT	63,47	63,47
ENCRUZO	CEMAR	383,25	383,25
ETVG	CEMAT	1.078,04	1.078,04
RS ENERGIA (F.CHAPECO)	RGE	892,83	892,83
Total			1.637.520,11

(Fl. 105 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

ANEXO VIII

ENCARGOS ANUAIS A SEREM PAGOS AO ONS E AS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO- PERÍODO 2010-2011 – DE ACORDO COM REN 349/2009 (TUSD_{G-T} E TUSD_{G-ONS})

Distribuidora	Encargo (R\$/ano)		Encargo (R\$/ano)
	TUSD _{G-T}	TUSD _{G-ONS}	
AMPLA	0,00	780.306,00	780.306,00
BANDEIRANTE	0,00	303.886,80	303.886,80
CAIUA	0,00	24.912,00	24.912,00
CEB	0,00	468.420,00	468.420,00
CEEE	0,00	66.600,00	66.600,00
CELESC	0,00	1.663.774,56	1.663.774,56
CELG	3.277.050,60	1.306.091,89	4.583.142,49
CELPA	0,00	186.735,60	186.735,60
CELTINS	0,00	87.556,80	87.556,80
CEMAT	27.155.208,48	1.925.459,28	29.080.667,76
CEMIG	0,00	7.012.338,42	7.012.338,42
COELBA	112.449,24	398.425,62	510.874,86
COPEL	0,00	1.071.546,37	1.071.546,37
CPEE	0,00	454.083,48	454.083,48
CPFL	0,00	4.150.738,44	4.150.738,44
EDEVP	0,00	742.492,08	742.492,08
ELEKTRO	0,00	4.040.810,52	4.040.810,52
ELETROPAULO	1.804.860,00	470.934,00	2.275.794,00
EMG	0,00	402.027,60	402.027,60
ENERSUL	0,00	1.492.950,00	1.492.950,00
ESCELSA	0,00	1.312.410,35	1.312.410,35
LIGHT	0,00	6.672.818,40	6.672.818,40
CNEE	0,00	124.106,40	124.106,40
PIRATININGA	0,00	125.172,00	125.172,00
RGE	2.620.800,00	870.240,00	3.491.040,00
CERON	7.943.268,00	232.266,00	8.175.534,00
CLFSC	0,00	198.696,00	198.696,00
COSERN	2.448.787,68	226.173,60	2.674.961,28

(Fl. 106 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

ANEXO IX
Valores de TUST-RB para centrais geradoras alcançadas pela REN 267/2007.

Tipo	Central Geradora	Ato homologatório*	TUST			CUST	MUST** (MW)	Data de início de execução do CUST
			2012-2013					
			homologada	reajustada pelo IVI	base de dados			
			[R\$/kW.mês]	[R\$/kW.mês]	[R\$/kW.mês]			
UTE	Água Emendada	REH 681/2008	5,075	6,273	5,754	-	79,800	-
UTE	Boa Vista	REH 681/2008	4,944	6,111	5,914	CUST 024/2009	39,500	01/02/2011
UTE	Caçu I	REH 681/2008	4,698	5,807	5,767	CUST 057/2009	65,000	01/03/2010
UTE	Campina Grande	REH 474/2007	2,388	3,273	4,073	CUST 045/2009	159,660	01/12/2009
UTE	Costa Rica	REH 681/2008	4,920	6,081	5,581	CUST 048/2011	30,000	01/11/2011
UHE	Estreito	REH 474/2007	4,506	6,177	5,606	CUST 015/2010	938,900	01/03/2011
UHE	Foz do Chapecó	REH 474/2007	3,838	5,261	4,822	CUST 023/2010	832,000	01/07/2011
UTE	Itapebi	REH 474/2007	3,367	4,615	-	-	137,600	-
UHE	Jirau	REH 630/2008	13,377	18,337	9,365	Parecer de Acesso 2.1/020/2012, de 16/05/2012	1180,700	02/12/2012
UTE	MC2 Camaçari I	REH 683/2008	3,257	4,026	-	-	176,000	-
UTE	MC2 Catu	REH 683/2008	2,629	3,249	-	-	176,000	-
UTE	MC2 Dias Dávila I	REH 702/2008	3,257	4,026	-	-	176,000	-
UTE	MC2 Dias Dávila II	REH 683/2008	3,257	4,026	-	-	176,000	-
UTE	MC2 Feira de Santana	REH 683/2008	2,721	3,363	-	-	176,000	-
UTE	Monte Pascoal	REH 474/2007	3,367	4,615	-	-	70,700	-
UTE	Porto das Águas	REH 681/2008	4,920	6,081	5,581	CUST 046/2011	30,000	01/11/2011
UTE	Porto do Itaqui (ex-Termomaranhão)	REH 474/2007	3,261	4,470	4,300	CUST 003/2011	330,000	01/10/2011
UTE	Porto do pecém I (ex-UTE MPX)	REH 474/2007	5,531	7,582	5,483	CUST 019/2010	330,000	27/07/2011
UTE	Santa Luzia I	REH 681/2008	4,703	5,813	5,386	CUST 025/2009	78,000	31/03/2011
UTE	Santa Rita de Cássia	REH 683/2008	2,934	3,626	-	-	174,600	-
UHE	Santo Antônio	REH 561/2007	12,930	17,724	9,365	Parecer de Acesso 2.1/014/2012, de 29/03/2012	1269,730	01/12/2011

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 107 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Tipo	Central Geradora	Ato homologatório*	TUST			CUST	MUST** (MW)	Data de início de execução do CUST
			2012-2013					
			homologada	reajustada pelo IVI	base de dados			
			[R\$/kW.mês]	[R\$/kW.mês]	[R\$/kW.mês]			
UTE	MC2 Senhor do Bonfim	REH 683/2008	1,411	1,744	-	-	176,000	-
UTE	Suape II	REH 474/2007	3,942	5,404	5,093	CUST 021/2011	365,287	01/01/2012
UTE	Termonordeste	REH 474/2007	3,099	4,248	3,960	CUST 034/2010	162,310	01/01/2010
UTE	Termoparaíba	REH 474/2007	1,594	2,185	3,960	CUST 034/2010	162,310	01/01/2010
UTE	Tocantinópolis	REH 474/2007	4,289	5,879	4,597	CUST 060/2009	162,870	01/11/2009
UTE	Viana	REH 474/2007	0,472	0,647	3,215	CUST 059/2009	171,600	01/12/2009
UTE	Alto Taquari	REH 681/2008	5,075	6,273	5,754	CUST 017/2009	44,000	01/10/2011
UTE	Jataí	REH 681/2008	5,075	6,273	5,754	CUST 017/2010	70,000	01/10/2010
UTE	Morro Vermelho	REH 681/2008	5,075	6,273	5,754	CUST 019/2009	45,000	01/07/2011
UTE	CAUHYRA I	REH 690/2008	1,645	2,033	-	-	148,000	-
UTE	Macaíba	REH 690/2008	2,492	3,080	-	-	400,000	-
UTE	MC2 Camaçari II	REH 690/2008	3,194	3,948	-	-	176,000	-
UTE	MC2 Camaçari III	REH 690/2008	3,194	3,948	-	-	176,000	-
UTE	MC2 Gov. Mangabeira	REH 690/2008	3,252	4,019	-	-	176,000	-
UTE	MC2 Joinville (Maranhão IV)	REH 690/2008	1,688	2,086	-	-	330,000	-
UTE	MC2 Nossa Senhora do Socorro	REH 690/2008	5,124	6,333	-	-	176,000	-
UTE	MC2 Nova Venécia I	REH 690/2008	1,980	2,447	-	-	176,000	-
UTE	MC2 Pecem II	REH 690/2008	5,125	6,334	-	-	350,000	-
UTE	MC2 Sapeaçu	REH 690/2008	3,350	4,141	-	-	176,000	-
UTE	MC2 St. Ant. de Jesus	REH 690/2008	3,037	3,754	-	-	176,000	-
UTE	MC2 Suape II B	REH 690/2008	4,160	5,142	-	-	350,000	-
UTE	Pernambuco II	REH 690/2008	3,429	4,238	-	-	200,790	-
UTE	TERMOPOWER V	REH 690/2008	4,160	5,142	-	-	200,790	-
UTE	TERMOPOWER VI	REH 690/2008	4,160	5,142	-	-	200,790	-
UTE	Escolha	REH 706/2008	1,645	2,033	-	-	337,560	-
EOL	Novo Horizonte	REH 907/2009	4,304	5,125	4,546	CUST 020/2011	29,500	01/06/2011
EOL	Macaúbas	REH 907/2009	4,304	5,125	4,546	CUST 021/2011	34,506	01/08/2011
EOL	Seabra	REH 907/2009	4,304	5,125	4,546	CUST 019/2011	29,500	01/07/2011
EOL	Colônia	REH 907/2009	6,080	7,240	5,124	CUST	18,450	01/12/2012

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 108 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Tipo	Central Geradora	Ato homologatório*	TUST			CUST	MUST** (MW)	Data de início de execução do CUST
			2012-2013					
			homologada	reajustada pelo IVI	base de dados			
			[R\$/kW.mês]	[R\$/kW.mês]	[R\$/kW.mês]			
						054/2011		
EOL	Icaraí I	REH 907/2009	5,913	7,041	5,011	CUST 023/2012	26,230	01/12/2012
EOL	Icaraí II	REH 907/2009	5,913	7,041	5,011	CUST 024/2012	36,360	01/12/2012
EOL	Morro dos Ventos I	REH 907/2009	6,937	8,260	-	CUST 012/2012	27,400	01/07/2012
EOL	Morro dos Ventos III	REH 907/2009	6,937	8,260	-	CUST 013/2012	27,400	01/07/2012
EOL	Morro dos Ventos IV	REH 907/2009	6,937	8,260	-	CUST 014/2012	27,400	01/07/2012
EOL	Morro dos Ventos VI	REH 907/2009	6,937	8,260	-	CUST 015/2012	27,400	01/07/2012
EOL	Morro dos Ventos IX	REH 907/2009	6,937	8,260	-	CUST 016/2012	29,300	01/07/2012
EOL	Cerro Chato I (Coxilha Negra V)	REH 907/2009	4,210	5,013	3,520	CUST 009/2011	29,300	01/10/2011
EOL	Cerro Chato II (Coxilha Negra VI)	REH 907/2009	4,210	5,013	3,520	CUST 008/2011	29,300	01/08/2011
EOL	Cerro Chato III (Coxilha Negra VII)	REH 907/2009	4,210	5,013	3,520	CUST 007/2011	29,400	01/05/2011
EOL	Taiba Água	REH 907/2009	6,080	7,240	5,124	CUST 053/2011	22,560	01/12/2012
EOL	Taiba Andorinha	REH 907/2009	6,080	7,240	5,124	CUST 052/2011	14,320	01/12/2012
EOL	Sangadouro 2	REH 907/2009	2,721	3,240	2,952	CUST 033/2012	25,500	01/16/2012
EOL	Sangadouro 3	REH 907/2009	2,721	3,240	2,952	CUST 033/2012	23,500	01/05/2012
EOL	Faixa II	REH 907/2009	6,080	7,240	-	-	25,200	-
EOL	Faixa III	REH 907/2009	6,080	7,240	-	-	25,200	-
EOL	Faixa IV	REH 907/2009	6,080	7,240	-	-	25,200	-
EOL	Faixa V	REH 907/2009	6,080	7,240	-	-	27,300	-
EOL	Alvorada	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	7,500	-
EOL	Araras	REH 907/2009	5,913	7,041	-	-	30,000	-
EOL	Areia Branca	REH 907/2009	7,839	9,334	-	-	27,300	-
EOL	Buriti	REH 907/2009	5,913	7,041	-	-	30,000	-
EOL	Cajucôco	REH 907/2009	5,913	7,041	-	-	30,000	-
EOL	Lagoa seca	REH 907/2009	5,913	7,041	-	-	19,500	-
EOL	Vento do Oeste	REH 907/2009	5,913	7,041	-	-	19,500	-
EOL	Mae e Terra	REH 907/2009	7,839	9,334	-	-	23,100	-

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 109 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Tipo	Central Geradora	Ato homologatório*	TUST			CUST	MUST** (MW)	Data de início de execução do CUST
			2012-2013					
			homologada	reajustada pelo IVI	base de dados			
			[R\$/kW.mês]	[R\$/kW.mês]	[R\$/kW.mês]			
EOL	Coqueiros	REH 907/2009	5,913	7,041	-	-	27,000	-
EOL	Colônia	REH 907/2009	6,080	7,240	-	-	18,900	-
EOL	Garças	REH 907/2009	5,913	7,041	-	-	30,000	-
EOL	Candiba	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	9,000	-
EOL	Eurus VI	REH 907/2009	6,920	8,240	-	-	7,200	-
EOL	Guanambi	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	16,500	-
EOL	Guirapá	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	27,000	-
EOL	Igaporã	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	30,000	-
EOL	Ilhéus	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	10,500	-
EOL	Licínio de Almeida	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	22,500	-
EOL	N. Sra da Conceição	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	24,000	-
EOL	Pajéu dos Ventos	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	22,500	-
EOL	Rei dos Ventos I	REH 907/2009	8,593	10,232	-	-	50,400	-
EOL	Rei dos Ventos III	REH 907/2009	8,593	10,232	-	-	50,400	-
EOL	Pindaí	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	22,500	-
EOL	Planaltina	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	24,000	-
EOL	Porto Seguro	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	6,000	-
EOL	Rio Verde	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	30,000	-
EOL	Santa Clara I	REH 907/2009	7,364	8,769	-	-	28,800	-
EOL	Santa Clara II	REH 907/2009	7,364	8,769	-	-	28,800	-
EOL	Santa Clara III	REH 907/2009	7,364	8,769	-	-	28,800	-
EOL	Santa Clara IV	REH 907/2009	7,364	8,769	-	-	28,800	-
EOL	Santa Clara V	REH 907/2009	7,364	8,769	-	-	28,800	-
EOL	Santa Clara VI	REH 907/2009	7,364	8,769	-	-	28,800	-
EOL	Miassaba III	REH 907/2009	8,593	10,232	-	-	51,000	-
EOL	Serra do Salto	REH 907/2009	4,788	5,701	-	-	15,000	-
EOL	Pedra Branca	REH 1031/2010	4,793	5,473	5,873	CUST 006/2012	29,250	01/12/2012
EOL	São Pedro do Lago	REH 1031/2010	4,793	5,473	5,873	CUST 007/2012	29,250	01/12/2012
EOL	Sete Gameleiras	REH 1031/2010	4,793	5,473	5,873	CUST 005/2012	29,250	01/12/2012
EOL	Aratuã 3	REH 1031/2010	5,082	5,803	-	-	28,800	-
EOL	Asa Branca II	REH 1031/2010	5,408	6,175	-	-	30,000	-
EOL	Asa Branca III	REH 1031/2010	5,408	6,175	-	-	30,000	-
EOL	Asa Branca IV	REH 1031/2010	5,408	6,175	-	-	30,000	-

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 110 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).

Tipo	Central Geradora	Ato homologatório*	TUST			CUST	MUST** (MW)	Data de início de execução do CUST
			2012-2013					
			homologada	reajustada pelo IVI	base de dados			
			[R\$/kW.mês]	[R\$/kW.mês]	[R\$/kW.mês]			
EOL	Asa Branca VI	REH 1031/2010	5,408	6,175	-	-	30,000	-
EOL	Asa Branca VIII	REH 1031/2010	5,408	6,175	-	-	30,000	-
EOL	Atlântica I	REH 1031/2010	3,303	3,771	-	-	30,000	-
EOL	Atlântica II	REH 1031/2010	3,303	3,771	-	-	30,000	-
EOL	Atlântica IV	REH 1031/2010	3,303	3,771	-	-	30,000	-
EOL	Atlântica V	REH 1031/2010	3,303	3,771	-	-	30,000	-
EOL	Caetité 2	REH 1031/2010	4,622	5,277	-	-	30,000	-
EOL	Caetité 3	REH 1031/2010	4,622	5,277	-	-	30,000	-
EOL	Casa Nova	REH 1031/2010	4,799	5,480	-	-	180,000	-
EOL	Costa Branca	REH 1031/2010	5,219	5,959	-	-	20,700	-
EOL	DREEN Boa Vista	REH 1031/2010	4,110	4,693	-	-	30,000	-
EOL	DREEN Olho D'Água	REH 1031/2010	4,866	5,556	-	-	27,000	-
EOL	Juremas	REH 1031/2010	5,214	5,953	-	-	16,100	-
EOL	Macacos	REH 1031/2010	5,219	5,959	-	-	20,700	-
EOL	Osório 3	REH 1031/2010	3,298	3,766	-	-	26,000	-
EOL	Pedra Preta	REH 1031/2010	5,219	5,959	-	-	20,700	-
EOL	Pontal 2B	REH 1031/2010	3,042	3,473	-	-	10,800	-
EOL	Renascença I	REH 1031/2010	5,408	6,175	-	-	30,000	-
EOL	Renascença II	REH 1031/2010	5,408	6,175	-	-	30,000	-
EOL	Renascença III	REH 1031/2010	5,408	6,175	-	-	30,000	-
EOL	Renascença IV	REH 1031/2010	5,408	6,175	-	-	30,000	-
EOL	Vento Formoso	REH 1031/2010	4,293	4,902	-	-	30,000	-
EOL	Ventos de São Miguel	REH 1031/2010	5,408	6,175	-	-	30,000	-
EOL	Ventos de Tianguá	REH 1031/2010	4,293	4,902	-	-	30,000	-
EOL	Ventos de Tianguá Norte	REH 1031/2010	4,293	4,902	-	-	30,000	-
EOL	Ventos do Morro do Chapéu	REH 1031/2010	4,293	4,902	-	-	30,000	-
EOL	Ventos do Parazinho	REH 1031/2010	4,293	4,902	-	-	30,000	-

*1) as tarifas publicadas nas Resoluções Homologatórias 702/2008, 681/2008 e 683/2008 têm referência de preços em junho de 2008. Assim, a correção inflacionária pelo índice médio de reajuste da transmissão, entre junho de 2008 e junho de 2011, é de 1,184729.

2) as tarifas publicadas na REH 474/2007 e REH 561/2007 têm referência de preços em junho de 2007. Assim, a correção inflacionária pelo índice médio de reajuste da transmissão, entre junho de 2007 e junho de 2011, é de 1,315262.

3)** CUST em processo de assinatura. Adotado valor do MUST declarado em Parecer de Acesso.

(Fl. 111 da Nota Técnica nº 99/2012-SRT/ANEEL, de 22/6/2012).