

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA – UNB  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DAS CONCESSIONÁRIAS DE  
TRANSMISSÃO COM A APLICAÇÃO DA PARCELA  
VARIÁVEL**

**GIÁCOMO FRANCISCO BASSI ALMEIDA**

**ORIENTADOR: PROF. DR. IVAN MARQUES DE TOLEDO  
CAMARGO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM – 420/10  
BRASÍLIA/DF: JULHO – 2010**

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

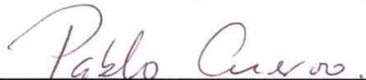
**ANÁLISE DE DESEMPENHO DAS CONCESSIONÁRIAS DE  
TRANSMISSÃO COM A APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL**


**GIÁCOMO FRANCISCO BASSI ALMEIDA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

APROVADA POR:

  
\_\_\_\_\_  
IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO, Dr., ENE/UNB  
(ORIENTADOR)

  
\_\_\_\_\_  
PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO, Dr., ENE/UNB  
(EXAMINADOR INTERNO)

  
\_\_\_\_\_  
EDVALDO ALVES DE SANTANA, Dr., ANEEL  
(EXAMINADOR EXTERNO)

BRASÍLIA, 09 DE JULHO DE 2010.

## FICHA CATALOGRÁFICA

ALMEIDA, GIÁCOMO FRANCISCO BASSI

Análise do desempenho das concessionárias de transmissão com a aplicação da Parcela Variável [Distrito Federal] 2010.

xii, 103p., 210x297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2010)

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Resolução Normativa nº 270/07

2. Padrões de duração

3. Parcela Variável por Indisponibilidade

4. Kp, Ko e RAP

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ALMEIDA, G. F. B. (2010). Análise do desempenho das concessionárias de transmissão com a aplicação da Parcela Variável. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM 420/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 103p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Giácomo Francisco Bassi Almeida

TÍTULO: Análise do desempenho das concessionárias de transmissão com a aplicação da Parcela Variável.

GRAU: Mestre

ANO: 2010

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópia desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente com propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Giácomo Francisco Bassi Almeida

Rua 17 Sul Lote 05 Ed. Le Monde – Apartamento 806

71.940-360 – Brasília – DF

## **DEDICATÓRIA**

Dedico ao meu pai Felisberto Almeida, a minha mãe Zilma Bassi Almeida e ao meu irmão Luís Henrique pelo incentivo a perseverar na pesquisa, por mostrar a importância do estudo para a vida profissional e pelo exemplo de pessoas, pais, irmão e profissionais.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao Prof. Ivan Camargo por ter me orientado com extrema dedicação, presteza e pelas sugestões construtivas.

Agradeço a minha esposa Lílian Queiroz pela paciência, pelo incentivo e pelo amor a mim demonstrado.

Aos colegas de ANEEL, em especial da SRT, registro minha enorme gratidão pela amizade irrestrita e conselhos.

Ao Roberto Knijnik (*in memoriam*), mais do que chefe, exemplo e amigo, por ter me dado sugestão de tema, condições e incentivo para fazer este mestrado.

## **RESUMO**

### **ANÁLISE DO DESEMPENHO DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO COM A APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL**

**Autor: Giácomo Francisco Bassi Almeida**

**Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo**

**Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica**

**Brasília, julho de 2010**

A proposta da dissertação é analisar se os parâmetros da metodologia que consta na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 estão aderentes ao desempenho realizado pelas concessionárias de transmissão que possuem instalações não licitadas após o início de aplicação da Parcela Variável – PV.

Para isso foi utilizada uma base de dados relativa aos desligamentos apurados na Rede Básica durante os ciclos tarifários dos anos 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 e 2008-2009, onde o ciclo tarifário ocorre de 1º de julho a 30 de junho do ano subseqüente.

Com a base de dados dos ciclos tarifários mencionados no parágrafo anterior, foram analisadas duas questões: primeiramente foi realizada uma comparação do desempenho das transmissoras licitadas com as não licitadas para os quatro ciclos tarifários. O objetivo foi verificar o efeito do regulamento no desempenho das concessionárias de transmissão.

Em seguida, para o ciclo 2008-2009, foram analisados se os padrões de duração e frequência estabelecidos em regulamento estavam adequados ao desempenho das instalações não licitadas após o início de aplicação da PV. Os referidos padrões foram determinados tendo como referência uma base histórica de desligamentos no período 2000 a 2003 considerando somente os desligamentos ocorridos nas instalações de transmissão integrantes de concessão não decorrentes de licitação.

Em função dos ajustes propostos nos padrões de duração estabelecidos na Resolução Normativa nº 270/2007, foi verificado, por meio de simulações de redução de receitas, se haveria um aumento significativo na Parcela Variável para as transmissoras não licitadas.

**ABSTRACT**  
**ANALYSIS OF PERFORMANCE OF CONCESSIONAIRES OF TRANSMISSION**  
**WITH APLICATION OF THE VARIABLE PORTION**

**Author: Giacomo Francisco Bassi Almeida**

**Supervisor: Ivan Marques de Toledo Camargo**

**Program of Masters Degree in Electrical Engineering**

**Brasília, July/ 2010**

The proposal of the dissertation is to analyze the parameters of the methodology appeared in the ANEEL Resolution No. 270/2007 are adherent to the performance accomplished by the concessionaires of transmission that have not equipments no bid after the beginning the application of the Variable Portion.

For this was used a database concerning the unavailability occurred in the Basic Network during the tariff cycles of the years 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 and 2008-2009, where the tariff cycle occurs from July 1 to June 30 the following year.

With a database of tariff cycles mentioned in the previous paragraph, was analyzed two issues: first was compared the performance of the bid concessionaires with the no bid for the four tariff cycles. The objective was to assess the effect of regulation on the performance of the concessionaires of transmission.

Then, for the 2008-2009 cycle, was analyzed whether the duration and frequency measures set out in regulation were adequate with the performance of no bid concessionaires after the beginning of the Variable Portion. These measures were determined with reference to a historical base unavailability in the period 2000-2003 considering only the unavailabilities occurred in the transmission equipments not resulting from bidding.

According the adjustments proposed in the duration measures established in the Normative Resolution No. 270/2007, was verified through simulations of reduction of revenue, if there was a significant increase in the Variable Portion for the not bid concessionaires.



## SUMÁRIO

<b>1 - INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2 - LEGISLAÇÃO APLICÁVEL À QUALIDADE DO SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>5</b>
<b>2.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO DA LEGISLAÇÃO APLICADA À QUALIDADE DO SERVIÇO .....</b>	<b>5</b>
<b>2.2 - MEDIÇÃO DA QUALIDADE DO SERVIÇO NO SEGMENTO DE TRANSMISSÃO .....</b>	<b>6</b>
<b>2.3 - APURAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO .....</b>	<b>7</b>
<b>2.4 - PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE E POR RESTRIÇÃO OPERATIVA TEMPORÁRIA .....</b>	<b>10</b>
<b>2.4.1 - Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI .....</b>	<b>10</b>
<b>2.4.2 - Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária – PVRO.....</b>	<b>11</b>
<b>2.5 - CRIAÇÃO DAS FUNÇÕES TRANSMISSÃO LICITADAS E NÃO LICITADAS .....</b>	<b>14</b>
<b>2.6 - ESTABELECIMENTO DE PADRÕES DE DURAÇÃO E FREQUÊNCIA DE DESLIGAMENTO E DOS FATORES MULTIPLICADORES <math>K_o</math> E <math>K_p</math>.....</b>	<b>15</b>
<b>2.7 - OBJETIVOS DA REGULAMENTAÇÃO .....</b>	<b>21</b>
<b>2.8 - RESUMO DO CAPÍTULO .....</b>	<b>22</b>
<b>3 - ANÁLISE DO DESEMPENHO DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO NA REDE BÁSICA NOS CICLOS 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 E 2008-2009 .....</b>	<b>23</b>
<b>3.1 - ANÁLISE DE TODAS AS OCORRÊNCIAS NOS CICLOS 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 E 2008-2009 .....</b>	<b>24</b>
<b>3.2 - DETALHAMENTO OPERATIVO DOS DESLIGAMENTOS .....</b>	<b>29</b>
<b>3.3 - DETALHAMENTO DOS DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS .....</b>	<b>30</b>
<b>3.4 - DETALHAMENTO DOS DESLIGAMENTOS AUTOMÁTICOS.....</b>	<b>33</b>
<b>3.5 - ANÁLISE DE DESLIGAMENTOS CLASSIFICADOS COMO NÃO PROGRAMADOS E PASSÍVEIS DE PARCELA VARIÁVEL .....</b>	<b>35</b>
<b>3.6 - ANÁLISE DA DURAÇÃO MÉDIA DE CADA DESLIGAMENTO DE TODAS AS INSTALAÇÕES AO LONGO DOS 4 CICLOS .....</b>	<b>38</b>
<b>3.7 - COMPARAÇÃO DE DESEMPENHO ENTRE TRANSMISSORAS.....</b>	<b>40</b>
<b>3.8 - RESUMO DOS RESULTADOS APÓS A IMPLANTAÇÃO DO REGULAMENTO .....</b>	<b>44</b>
<b>4 - PROPOSTA DE AJUSTE EM PARÂMETROS DA METODOLOGIA DA PARCELA VARIÁVEL .....</b>	<b>46</b>
<b>4.1 - RESULTADOS DA PARCELA VARIÁVEL APLICADA NO CICLO 2008-2009.....</b>	<b>46</b>
<b>4.2 - ESTABELECIMENTO DE PADRÕES DE DURAÇÃO E FREQUÊNCIA PARA O CICLO 2008-2009 .....</b>	<b>48</b>
<b>4.2.1 - Determinação dos Padrões de Duração e Frequência para a LT 440 kV48</b>	
<b>4.2.2 - Análise dos Padrões de Duração para o ciclo 2008-2009.....</b>	<b>58</b>
<b>4.2.3 - Análise dos Padrões de Frequência .....</b>	<b>62</b>
<b>4.3 - PROPOSTA DE AJUSTES NOS PADRÕES DE DURAÇÃO DE DESLIGAMENTOS .....</b>	<b>64</b>

4.3.1 - Comparação do desempenho das instalações licitadas e não licitadas para o ciclo 2008-2009.....	64
4.3.2 - Ajustes nos Padrões de Duração de Desligamentos .....	66
4.3.3 - Simulação de desconto de receita para as novas franquias.....	71
4.4 - RESUMO DOS AJUSTES PROPOSTOS NOS PADRÕES DE DURAÇÃO	74
5 - CONCLUSÕES.....	76
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	78
APÊNDICE.....	80

## LISTA DAS TABELAS

Tabela 2.1 – Caracterização das Funções Transmissão .....	9
Tabela 2.2 – Padrões e Fatores Multiplicadores estabelecidos na REN nº 270/2007 .....	18
Tabela 2.3 – Padrões estabelecidos na REN nº 270/2007 para Adicional à RAP.....	20
Tabela 3.1 – Exemplo de informações da base de dados para cada desligamento .....	23
Tabela 3.2 – Quantidade de FT em operação ao final de cada ciclo.....	28
Tabela 3.3 – Detalhamento operativo das ocorrências no ciclo 2008-2009 .....	29
Tabela 3.4 – Detalhamento do desligamento programado no ciclo 2008-2009.....	30
Tabela 3.5 – Efeito dos desligamentos programado e automático no número total de ocorrências das FT não licitadas .....	35
Tabela 3.6 – Classificação dos Desligamentos Automáticos.....	36
Tabela 4.1 – Descontos de receita no ciclo 2008-2009 para as instalações não licitadas e licitadas .....	47
Tabela 4.2 – Relação de linhas de transmissão 440 kV não licitadas cadastradas pelo ONS em 30 de junho de 2009 .....	49
Tabela 4.3 – Relação de desligamentos de linhas de transmissão 440 kV ocorridos no ciclo 2008-2009 .....	50
Tabela 4.4 – Quantidade de horas de desligamentos programados no ciclo 2008-2009 para cada LT 440 kV cadastrada.....	52
Tabela 4.5 – Quantidade de horas de Outros Desligamentos no ciclo 2008-2009 para cada LT 440 kV cadastrada .....	54
Tabela 4.6 – Número de vezes no ciclo 2008-2009 que cada LT 440 kV cadastrada ficou indisponível por motivos não programados .....	55
Tabela 4.7 – Padrões de Duração e Frequência de LT 440 kV que constam no regulamento e no ciclo 2008-2009.....	57
Tabela 4.8 – Padrões de Duração que constam no regulamento e no ciclo 2008-2009 .....	58
Tabela 4.9 – Porcentagem de FT que utilizaram no máximo os valores dos padrões estabelecidos no regulamento .....	59
Tabela 4.10 – Porcentagem de instalações que melhoraram o desempenho em relação aos desligamentos programados .....	60
Tabela 4.11 – Porcentagem de instalações que melhoraram o desempenho em relação aos Outros Desligamentos .....	61
Tabela 4.12 – Padrão de Frequência do ciclo 2008-2009 .....	62
Tabela 4.13 – Padrões de duração para as instalações licitadas e não licitadas tendo como base os desligamentos ocorridos no ciclo 2008-2009 .....	64
Tabela 4.14 – Padrões de duração para as instalações licitadas e não licitadas tendo como base os desligamentos ocorridos no ciclo 2008-2009 (excluindo CRE, CSE, LT 440 kV e LT menor ou igual a 5 km).....	65
Tabela 4.15 – Faixa de percentis do Padrão de Duração de Outros Desligamentos .....	67
Tabela 4.16 – Padrões de duração de Outros Desligamentos estabelecidos no regulamento e propostos .....	68
Tabela 4.17 – Porcentagem de FT que atendem os novos padrões propostos .....	69
Tabela 4.18 – Percentual de instalações que deseja melhorar com a nova proposta de padrões .....	70
Tabela 4.19 – Valores de duração de Outros Desligamentos que seriam retirados do padrão e passíveis de aplicação da Parcela Variável para as transmissoras não licitadas .....	71
Tabela 4.20 – Simulações de desconto de receita em função da diminuição do padrão de Outros Desligamentos .....	73
Tabela 4.21 – Padrões de duração de Outros Desligamentos propostos.....	74

## LISTA DAS FIGURAS

Figura 2.1– Diagrama de uma subestação da Rede Básica.....	7
Figura 2.2– Defeito em um disjuntor da linha de transmissão 1.....	8
Figura 2.3 – Indisponibilidade da linha de transmissão 1.....	8
Figura 2.4 – Composição da Parcela Variável com o padrão de duração.....	16
Figura 3.1 – Número de ocorrências em instalações de todas as transmissoras ao longo de quatro ciclos tarifários.....	25
Figura 3.2 – Comparação do número de ocorrências das FT licitadas e não licitadas em cada ciclo.....	26
Figura 3.3 – Média das ocorrências das FT licitadas e não licitadas em cada ciclo.....	27
Figura 3.4 – Número de ocorrências em cada ciclo em função do número de FT em operação.....	28
Figura 3.5 – Detalhamento operativo do ciclo 2008-2009.....	30
Figura 3.6 – Detalhamento do Desligamento Programado do ciclo 2008-2009.....	31
Figura 3.7 – Comparação das indisponibilidades causadas pela manutenção programada ao longo dos quatro ciclos.....	32
Figura 3.8 – Comparação da Manutenção Programada para as FT não licitadas nos ciclos 2007-2008 e 2008-2009.....	32
Figura 3.9 – Comparação de Desligamentos Automáticos em cada ciclo.....	34
Figura 3.10 – Quantidade de Desligamentos Automáticos em função no número de FT em operação comercial.....	34
Figura 3.11 – Comparação dos desligamentos classificados como OPV.....	37
Figura 3.12 – Outros Desligamentos passíveis de PV divididos pelo número de FT que estavam em operação.....	37
Figura 3.13 – Duração média de cada ocorrência incluindo todos os tipos de desligamentos.....	38
Figura 3.14 – Duração média de cada ocorrência separando os desligamentos programados dos não programados.....	39
Figura 3.15 – Comparação de desempenho de transmissoras em função da duração média por ocorrência.....	41
Figura 3.16 – Comparação de desempenho de transmissoras em função da duração média por desligamento programado.....	41
Figura 3.17 – Comparação de desempenho de transmissoras em função da duração média por Outros Desligamentos.....	42
Figura 3.18 – Comparação de desempenho de transmissoras em função da quantidade de desligamentos não programados.....	42
Figura 3.19 – Comparação entre transmissoras de quantidade de desligamentos por número de FT para as linhas de transmissão de 500 kV.....	43
Figura 3.20 – Comparação entre transmissoras de quantidade de desligamentos por número de FT para os reatores com nível de tensão superior a 345 kV.....	44
Figura 4.1 – Distribuição estatística para determinação do padrão de duração de desligamentos programados e não programados.....	56
Figura 4.2 – Distribuição estatística para determinação do padrão de frequência de outros desligamentos.....	57

## **LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES**

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
REN nº 270/2007 – Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007  
REN nº 63/2004 – Resolução Normativa ANEEL nº 63/2004  
REN nº 191/2005 – Resolução Normativa ANEEL nº 191/2005  
CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PV – Parcela Variável  
PVI – Parcela Variável por Indisponibilidade  
PVRO – Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária  
PB – Pagamento Base [R\$]  
RAP – Receita Anual Permitida [R\$]  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
FT – Função Transmissão  
Kp – Fator Multiplicador para Desligamentos Programados  
Ko – Fator Multiplicador para Outros Desligamentos  
TUST<sub>RB</sub> – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – Rede Básica  
TUST<sub>FR</sub> – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – Fronteira  
O&M – Operação e Manutenção

## 1 - INTRODUÇÃO

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 [5], instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 [3], dispõe sobre os requisitos básicos da prestação de serviço adequado e determina o estabelecimento de regulamentação específica sobre o serviço concedido. A Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995 [4], determina a necessidade de os contratos de concessão conterem cláusulas relativas aos requisitos de desempenho técnico dos agentes setoriais.

A Regulamentação dos Serviços de Energia Elétrica visa estabelecer as políticas e diretrizes do Governo Federal para a exploração de energia elétrica e os aproveitamentos energéticos. Nas regulamentações são definidos padrões de qualidade, custo, atendimento e segurança dos serviços com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental das ações. A Regulamentação também atualiza as condições de exploração dos serviços de energia elétrica, em decorrência das alterações verificadas na legislação específica e geral, a fim de promover o uso eficaz e eficiente de energia elétrica e manter a livre competição no mercado de energia elétrica.

As concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica têm obrigação legal e contratual de atender a critérios estabelecidos sobre os padrões de qualidade nos seus Contratos de Concessão, Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, nas Resoluções Normativas da ANEEL e Procedimentos de Rede<sup>1</sup>.

As regras dos contratos das concessionárias de transmissão determinam que as transmissoras disponibilizem ao ONS, para as atividades de coordenação e controle, as instalações integrantes de Rede Básica, via Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão – CPST, e, em contrapartida, recebam uma Receita Anual Permitida – RAP.

---

<sup>1</sup>Documento elaborado pelo ONS com a participação dos agentes que, aprovado pela ANEEL, estabelece os procedimentos e os requisitos técnicos necessários para o planejamento, para a implantação, para o uso e para a operação do SIN, bem como as responsabilidades do ONS e dos agentes.

A Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN<sup>2</sup> compreende [18]:

- a) linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e
- b) 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.

As instalações de transmissão que não integram a Rede Básica e são classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT, compreendem [18]:

- a) linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;
- b) interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e
- c) linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

A RAP associada aos ativos da Rede Básica tem sua arrecadação garantida por meio das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, constituída por duas componentes: a TUST<sub>RB</sub>, aplicável a todos os usuários do Sistema Interligado Nacional – SIN, e a TUST<sub>FR</sub>, aplicável apenas aos usuários das instalações de fronteira da Rede Básica ou das Demais Instalações de Transmissão compartilhadas [18].

Assim, uma forma efetiva de se obter resultados positivos de seus desempenhos via regulação é a que vincula a qualidade do serviço à receita auferida.

Nos anexos de cada CPST das concessionárias de transmissão constam as instalações de transmissão com seus respectivos Pagamento Base, que equivale ao duodécimo de sua RAP. O Pagamento Base refere-se à disponibilização plena da própria instalação, estando sujeito a desconto, em base mensal, decorrente do serviço não prestado. O referido desconto é definido como Parcela Variável – PV.

---

<sup>2</sup> Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país, interligadas eletricamente.

A metodologia de aplicação de desconto da RAP por meio da PV se encontrava presente somente nos CPST das concessionárias de transmissão cujas outorgas decorreram de licitação, a qual ocorreu a partir do ano 2000. Isso foi motivado pela reestruturação do setor elétrico e pela desverticalização das empresas, onde os primeiros editais dos leilões (1999 e 2000) já contemplavam a cláusula da PV.

Uma vez que somente as concessionárias licitadas estavam sujeitas à aplicação da PV, era fundamental aplicar tratamento isonômico entre todos os agentes do segmento de transmissão de energia elétrica. As concessionárias não licitadas também se sujeitariam a requisitos de qualidade relativo à continuidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, ou seja, a aplicação da PV. Para isso, a ANEEL, fundamentada em importantes contribuições de especialistas do setor elétrico e de diversas entidades ligadas ao assunto, publicou a Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007 [15], a qual estabeleceu as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica. Ao longo deste trabalho, a Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007 [15], será denominada de REN nº 270/2007.

A regulamentação previu que a implantação da metodologia contemplasse um período inicial de dois anos, no sentido de que as transmissoras não licitadas pudessem adequar seus métodos, critérios e logística para fazer frente às intervenções necessárias nas diversas instalações. Para os dois primeiros anos foi proposta a utilização de critérios regulatórios mais conservadores, mas com a perspectiva de reavaliá-los nos anos subsequentes, de forma que propiciem uma melhoria crescente da qualidade.

O objetivo da dissertação é analisar o desempenho das transmissoras não licitadas após a publicação da REN nº 270/2007. A premissa básica é que o foco do regulamento consistia em incentivar as transmissoras não licitadas a reduzirem as durações dos desligamentos não programados e o tempo de retorno das instalações à operação, além de incentivar todas as transmissoras a reduzirem a frequência de desligamentos. Neste contexto, é aqui verificado como isso aconteceu ao longo de um ciclo. A partir dos resultados, será proposto ajustes nos parâmetros da metodologia.

Além desta Introdução, a dissertação foi estruturada da seguinte forma: no Capítulo 2 é apresentada toda a legislação aplicável às concessionárias do serviço público de transmissão e as regras de qualidade que as transmissoras estão submetidas. Além das questões legais, serão



apresentados os tipos de Parcela Variável que existem e a diferença de aplicação da metodologia para as instalações licitadas e não licitadas.

No Capítulo 3 é realizada uma análise comparativa do desempenho das concessionárias de transmissão licitadas e não licitadas para os ciclos tarifários 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 e 2008-2009. É o desempenho para os tipos de desligamentos mais predominantes na Rede Básica, assim como o comportamento das transmissoras com a duração média de cada ocorrência.

Realizada uma análise do desempenho das instalações de transmissão após o início da aplicação da Parcela Variável, no Capítulo 4 são analisados os padrões de duração de desligamentos e frequência estabelecidos em regulamento para as concessionárias não licitadas durante o ciclo 2008-2009. Em seguida são propostos ajustes em parâmetros da metodologia da Parcela Variável, de forma a incentivar a melhoria crescente do serviço público de transmissão. É verificado também, se com os ajustes propostos ocorreria um aumento significativo no desconto das receitas das transmissoras não licitadas e um consequente desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos de transmissão.

No Capítulo 5 são apresentadas as Conclusões do trabalho.

## **2 - LEGISLAÇÃO APLICÁVEL À QUALIDADE DO SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

### **2.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO DA LEGISLAÇÃO APLICADA À QUALIDADE DO SERVIÇO**

O setor elétrico brasileiro sofreu profunda reestruturação institucional a partir do ano de 1995. Iniciou com a publicação da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 [3], que dispõe sobre os requisitos básicos da prestação de serviço adequado, e em seguida pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 [4], que regulamenta as concessões de serviços públicos de energia elétrica. Posteriormente foram publicadas a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 [5], que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 [6], que segmentou o setor elétrico nos negócios de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia, além de criar o Mercado Atacadista de Energia – MAE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Mais recentemente, a Lei nº 10.848, 15 de março de 2004 [7], introduziu novas mudanças significativas no setor elétrico, afetando, principalmente, as regras de produção e comercialização de energia elétrica, mas sem alterar a regulamentação do serviço de transmissão.

A Lei nº 8.987/1995 [3] dispõe sobre os requisitos básicos da prestação de serviço adequado e determina o estabelecimento de regulamentação específica sobre o serviço concedido. A Lei nº 9.074/1995 determina a necessidade de os contratos de concessão conterem cláusulas relativas aos requisitos de desempenho técnico dos agentes setoriais [4].

De acordo com o Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o qual constitui a ANEEL, compete à Agência a função de estimular a melhoria do serviço prestado por meio de ações regulatórias que permitam a definição de padrões de qualidade, custo e segurança dos serviços e instalações de energia elétrica [2].

No atual modelo do setor elétrico brasileiro, a prestação do serviço público é desverticalizada<sup>3</sup>. A desverticalização impôs a necessidade de definir padrões de qualidade para o segmento de geração, transmissão e distribuição, de forma a caracterizar a responsabilidade específica de cada agente dentro da cadeia de suas atividades e perante aos demais agentes.

---

<sup>3</sup> O processo de desverticalização no Brasil não foi completo, uma vez que as atividades de Geração e Transmissão ainda podem ser exploradas por um mesmo agente econômico.

Para o segmento de transmissão, o qual, por definição do modelo do setor, presta uma função de utilidade pública essencialmente regulada, os requisitos relacionados à qualidade do serviço foram estabelecidos em duas etapas.

A primeira etapa consistiu na inserção, em todos os Editais de Transmissão, de uma metodologia de incentivo à qualidade do serviço público prestado. Como somente as instalações licitadas estavam submetidas a requisitos de qualidade, era necessário estabelecer a metodologia também para as instalações não licitadas. Com isso, a segunda etapa se referiu à publicação da REN nº 270/2007. O regulamento estabeleceu as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica [15].

Uma vez mencionada a legislação que se aplica à qualidade do serviço público de transmissão, o item a seguir detalhará como será medida a referida qualidade.

## **2.2 - MEDIÇÃO DA QUALIDADE DO SERVIÇO NO SEGMENTO DE TRANSMISSÃO**

A qualidade da energia elétrica da Rede Básica<sup>4</sup> integrante do Sistema Interligado Nacional – SIN é avaliada por meio da qualidade do produto (conformidade da forma de onda da tensão e frequência). A qualidade do produto é resultante do desempenho do conjunto de agentes que interagem com a Rede Básica. As concessionárias de transmissão têm a qualidade do serviço medida por meio dos indicadores associados à disponibilidade das instalações integrantes desta Rede Básica [11].

As concessionárias de transmissão são remuneradas para disponibilizarem as instalações integrantes de Rede Básica ao ONS. Portanto, uma forma efetiva de se obter resultados positivos de seus desempenhos via regulação foi a vinculação da qualidade do serviço à receita [11].

Com o objetivo de se ter uma regulação por incentivos e associar a disponibilidade das instalações de transmissão à receita, foram estabelecidos requisitos de qualidade nos Editais de Transmissão e na REN nº 270/2007. No referido regulamento estão definidos indicadores de qualidade do serviço que possam aferir adequadamente o desempenho da transmissão, bem como o estabelecimento de parâmetros regulatórios a serem utilizados, visando o alcance das metas de qualidade desejada.

---

<sup>4</sup> Instalações com nível de tensão igual ou superior a 230 kV.

Para implantar a metodologia de descontar receita quando instalações de transmissão estiverem indisponíveis, é preciso detalhar como o ONS apura as indisponibilidades e aplica o referido desconto.

### 2.3 - APURAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

Conforme explicado no item 2.2, a qualidade do serviço é avaliada por meio da disponibilidade das instalações de transmissão da Rede Básica, de forma que se possa associar diretamente a RAP das transmissoras com a disponibilidade ou, mais especificamente, com a indisponibilidade verificada das instalações.

Para realizar a apuração das indisponibilidades e verificar o serviço prestado pelas transmissoras, era necessário analisar como as instalações de transmissão seriam consideradas indisponíveis para fins de redução de receita. Por exemplo, quando um disjuntor torna-se indisponível, deve-se verificar se o mesmo está deixando fora de serviço ou uma linha de transmissão, ou um transformador, ou um reator etc. As Figuras 2.1 a 2.3 ilustram o processo.

A Figura 2.1 mostra um diagrama unifilar de uma subestação da Rede Básica que possui duas linhas de transmissão 500 kV, um transformador 500/230 kV e um reator 500 kV.

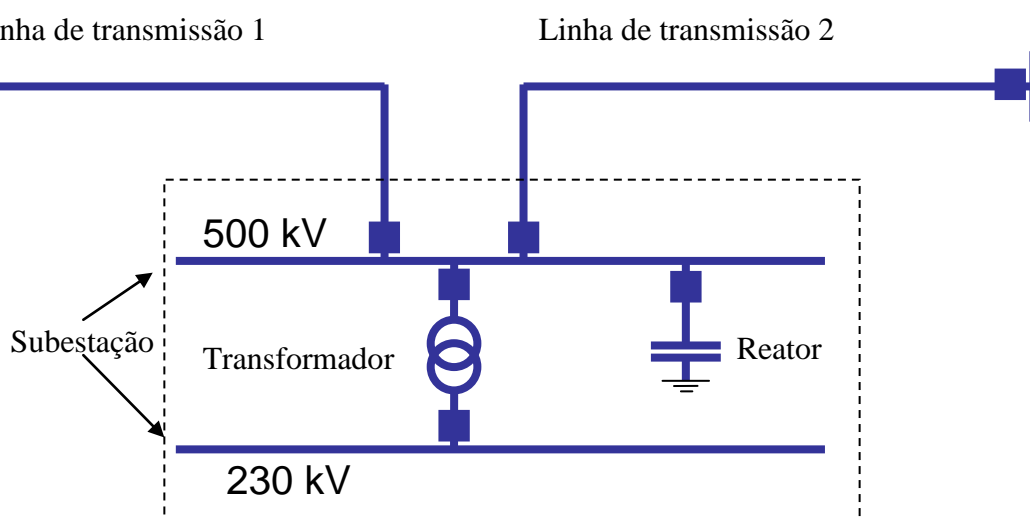


Figura 2.1– Diagrama de uma subestação da Rede Básica

Na Figura 2.2 é mostrado um defeito em um disjuntor da linha de transmissão (símbolo destacado em vermelho).

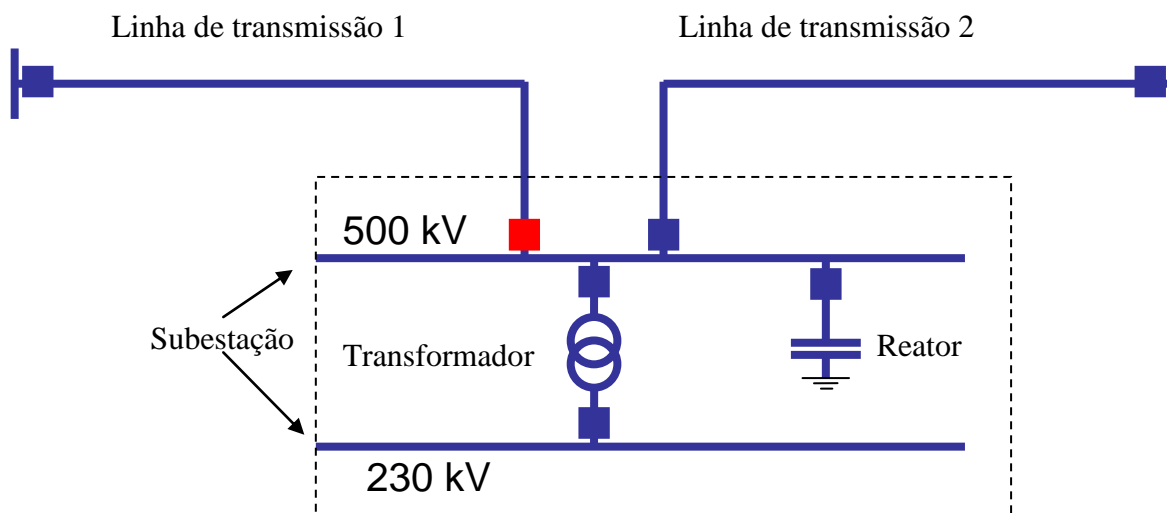


Figura 2.2– Defeito em um disjuntor da linha de transmissão 1

A Figura 2.3 ilustra o fato de o defeito no disjuntor ter retirado de operação a linha de transmissão 1 (linha de transmissão destacada em vermelho).

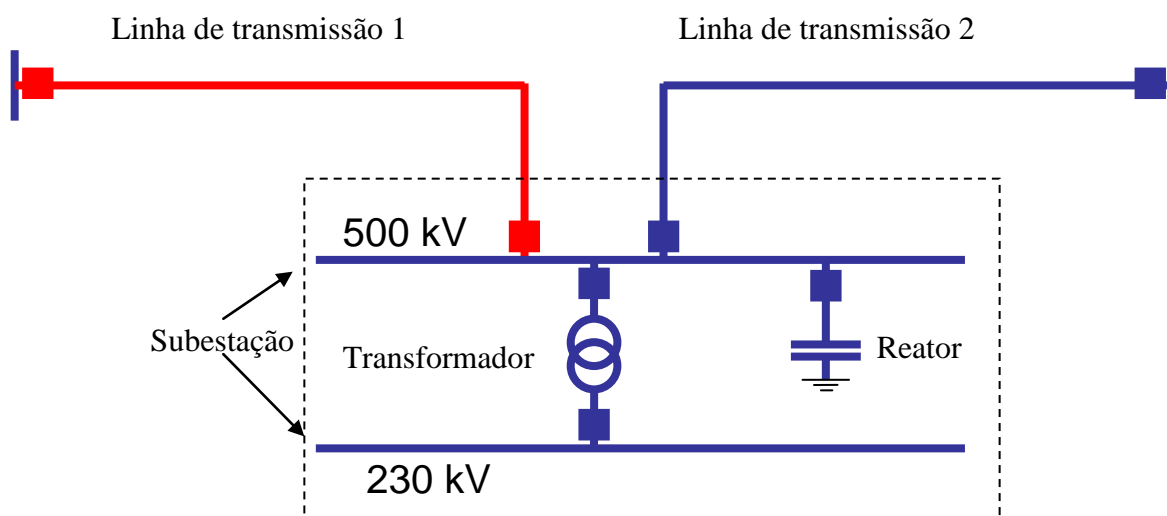


Figura 2.3 – Indisponibilidade da linha de transmissão 1

Para o disjuntor que retirou de serviço uma linha de transmissão, apura-se a indisponibilidade da linha de transmissão propriamente dita e seus equipamentos complementares (disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente etc), uma vez que não faz sentido analisar apenas a indisponibilidade do disjuntor. Com o objetivo do ONS, de realizar a apuração do serviço de transmissão, foi definido um conjunto de instalações funcionalmente dependentes, com vistas à cobrança de encargos sobre as indisponibilidades das instalações da Rede Básica e ao carregamento de transformadores.

Neste sentido, foram definidas, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 191, de 12 de dezembro de 2005 [16], as Funções Transmissão e Pagamento Base da seguinte maneira:

a) FT- Funções Transmissão: correspondem às instalações de transmissão agrupadas em conjuntos funcionais solidários, compreendendo o equipamento principal e os complementares, definidas na Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Caracterização das Funções Transmissão

<b>FT- FUNÇÃO TRANSMISSÃO</b>	<b>EQUIPAMENTO PRINCIPAL</b>	<b>EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES</b>
LT- LINHA DE TRANSMISSÃO	Linha de Transmissão	Equipamentos das entradas de LT, Reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão, a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
TR- TRANSFORMAÇÃO	Transformador de potência e conversor de frequência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
CR- CONTROLE DE REATIVO	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático.	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.
MG- MÓDULO GERAL	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal.

b) PB - Pagamento Base: corresponde a um duodécimo da parcela da Receita Anual Permitida - RAP que cabe às instalações de transmissão que a compõem.

Nos anexos dos CPST das concessionárias de transmissão estão estabelecidas as Funções Transmissão que pertencem a cada concessionária. Para cada FT há uma receita associada, que é o Pagamento Base. Portanto, o ONS apura as indisponibilidades de cada FT de acordo com o que

consta nos CPST. Quando uma FT está sem prestar o serviço público, a transmissora é descontada de uma parcela da receita mensal que ela receberia caso o serviço estivesse disponível. No item seguinte serão apresentadas as duas formas de Parcela Variável que existem.

## **2.4 - PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE E POR RESTRIÇÃO OPERATIVA TEMPORÁRIA**

A Parcela Variável é aplicada às transmissoras quando uma Função Transmissão estiver indisponível ou com restrição operativa. Considera-se que uma FT está indisponível quando estiver fora de operação por motivo de Desligamentos Programados ou de Outros Desligamentos ou por atraso na data de entrada em operação. Os critérios de desligamentos programados ou Outros Desligamentos são definidos nos Procedimentos de Rede.

Os dois tipos de desconto aplicáveis às concessionárias de transmissão são a Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI (associada à indisponibilidade das instalações) e a Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária – PVRO (associada à não capacidade plena das instalações). A receita mensal que a concessionária de transmissão recebe é a diferença entre o Pagamento Base e a soma da PVI com a PVRO, conforme definições a seguir:

### **2.4.1 - Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI**

A PVI corresponde a descontos no Pagamento Base de uma Função Transmissão quando ocorrerem desligamentos de responsabilidade da transmissora, segundo a equação (2.1).

$$PVI = \frac{PB}{1440D} \left[ Kp \sum_{i=1}^{Np} DVDP_i + \sum_{i=1}^{No} Ko_j DVOD_i \right] \quad (2.1)$$

Onde:

PB – Pagamento Base, mensal, fixo, contratado pela prestação do serviço;

1440 – número de minutos ao longo de 1 dia;

D – número de dias do mês a que se refere o pagamento;

Kp – fator multiplicador do tempo de desligamento programado da instalação;

Ko<sub>j</sub> – fator multiplicador do tempo de desligamento não-programado da instalação de até 300 minutos após o primeiro minuto. O fator será reduzido para Kp após o 301º minuto;

Np – Número de Desligamentos Programados da FT ocorrido ao longo do mês;

No – Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês;

$\Sigma DVDP_i$  e  $\Sigma DVOD_i$  – somatórios da Duração Verificada de Desligamento Programado e da Duração Verificada de Outros Desligamentos de uma FT: correspondem aos somatórios das durações, em minutos, de cada Desligamento Programado e de Outros Desligamentos da FT ocorridos durante o mês.

Na prática, toda a regulação estabelecida tem o objetivo de incentivar o aumento da disponibilidade das instalações de transmissão. Na equação (2.1) são as durações dos desligamentos que constam dos termos  $\Sigma DVDP_i$  e  $\Sigma DVOD_i$  que deverão ser reduzidas pelas transmissoras após o início de aplicação da metodologia da Parcela Variável.

#### 2.4.2 - Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária – PVRO

A PVRO é imposta por fatores limitantes da capacidade operativa de longa ou de curta duração da própria FT [16], conforme a equação (2.2). As capacidades operativas de longa e curta duração estão determinadas nos anexos dos CPST.

$$PVRO = \frac{PB}{1440 D} \times \left( \sum_{l=1}^{NRL} ROL_l \times DROL_l + \sum_{c=1}^{NRC} ROC_c \times DROC_c \right) \quad (2.2)$$

Onde:

PB – Pagamento Base da FT;

1440 – número de minutos ao longo de 1 dia;

D – número de dias do mês;

$ROL_l$  – redução proporcional da capacidade operativa de longa duração;

$ROC_c$  – redução proporcional da capacidade operativa de curta duração;

$DROL_l$  – duração, em minutos, de uma restrição operativa de longa duração que ocorram durante o mês relativo a uma FT;

$DROC_c$  – duração, em minutos, de uma restrição operativa de curta duração que ocorram durante o mês relativo a uma FT;

NRL – número de restrições operativas de longa duração ao longo do mês;

NRC – número de restrições operativas de curta duração ao longo do mês.

As equações referentes à PVI e PVRO buscam incentivar a concessionária de transmissão a manter a instalação em serviço com a capacidade plena na maior parte do tempo possível, preservando a integridade do sistema de transmissão e, conseqüentemente, a qualidade do serviço prestado aos usuários da Rede Básica.



Dentre os eventos que compõem cada categoria de desligamento de uma FT para aplicação da Parcela Variável, apresenta-se a seguir uma relação dos principais:

a) Desligamentos Programados: indisponibilidade de uma Função Transmissão, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede. São aqueles realizados basicamente para:

- Execução de atividades de manutenção e demais serviços que requerem desligamento;
- Execução de ampliações, reforços e melhorias (reforços e melhorias definidos conforme Resolução Normativa ANEEL nº 158, de 23 de maio de 2005) [19], bem como de serviços e obras de utilidade pública;
- Atender conveniência operativa estabelecida pelo ONS.

b) Outros Desligamentos: qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como Desligamento Programado, podendo ser classificado da seguinte forma:

- De origem interna: aqueles cuja causa está relacionada com as partes energizadas dos componentes principais ou de seus equipamentos terminais, inclusive disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e potencial, etc.
- De origem secundária: aqueles cuja causa está relacionada com as partes secundárias, complementares ou auxiliares dos equipamentos principais, tais como painéis, relés, fiações, serviços auxiliares etc. Incluem-se neste caso as causas acidentais (decorrentes de ação ou omissão) e a atuação indevida da proteção.
- De natureza sistêmica: aqueles cuja causa está relacionada a distúrbios operacionais do sistema, como oscilações de potência, rejeições de carga, sobretensões, etc.
- De origem externa: aqueles cuja causa decorra de eventos que ocorram externamente à FT em consideração.

A seguir serão destacados alguns pontos relevantes da REN nº 270/2007:

- A aplicação do desconto das parcelas variáveis estará condicionada aos seguintes limites:

a) 50% do valor do Pagamento Base da FT, deslocando-se para o(s) mês(es) subsequente(s) o saldo que restar;

b) o desconto para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 25% do somatório dos Pagamentos Base da FT no mesmo período;

c) o desconto de todas as FT de uma concessão, no período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 12,5% do valor da RAP da concessão, correspondente ao mesmo período.

- Não será considerada, para efeito de desconto da PVI de uma FT, a ocorrência das situações a seguir detalhadas:

a) desligamento para implantação de Ampliação, Reforço e Melhorias, desde que conste do Programa Mensal de Intervenção definido nos Procedimentos de Rede;

b) desligamento solicitado pelo ONS ou pela concessionária de transmissão por motivo de segurança de terceiros, para realização de serviços ou obras de utilidade pública, e desligamento solicitado pelo ONS por conveniência operativa do sistema;

c) desligamento devido à contingência em outra FT, da própria ou de outra concessionária de transmissão, ou em instalações não integrantes da Rede Básica, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e/ou da operação da própria concessionária de transmissão;

d) desligamento por atuação de Esquemas Especiais de Proteção ou por motivos sistêmicos, excetuados os casos expostos no item anterior;

e) desligamento já iniciado e suspenso por orientação do ONS, em decorrência da necessidade de atendimento à segurança e integridade do sistema;

f) desligamento ocasionado por ação indevida do ONS;

g) desligamento por falha na FT em decorrência de alteração no Programa Mensal de Intervenção, de responsabilidade do ONS;

h) desligamento com duração inferior ou igual a 1 (um) minuto.

- Cessado o evento causador de um caso fortuito ou força maior, estabelecem-se os tempos de restabelecimento atribuídos em função da estatística histórica do setor elétrico. Os períodos estabelecidos são franquias adicionais e atendem as condições prováveis de ocorrências, isto é, os períodos não foram regulados considerando sempre as piores condições de ocorrência. A ANEEL entende que a celeridade da recomposição

das instalações, após uma indisponibilidade, é fator determinante na apuração da qualidade da prestação do serviço.

- O período de indisponibilidade de uma FT, decorrente do Aproveitamento de Desligamento<sup>5</sup>, não será considerado.
- O desconto da PVI, no caso do desligamento de equipamento que compõe a FT – Módulo Geral que cause indisponibilidade de uma ou mais Funções Transmissão vinculadas à mesma subestação, será calculado adotando-se o Pagamento Base da FT – Módulo Geral e a duração do desligamento do equipamento.

O item 2.1 explicou que a metodologia da Parcela Variável foi implantada para as instalações licitadas e não licitadas em momentos diferentes. A seguir será explicada a diferença de aplicação da Parcela Variável para as referidas instalações.

## **2.5 - CRIAÇÃO DAS FUNÇÕES TRANSMISSÃO LICITADAS E NÃO LICITADAS**

Depois da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB e constituição da ANEEL, foi permitido que vários concessionários de transmissão atuassem numa mesma área, e até mesmo dentro de uma mesma subestação. Evidentemente, isso implica a possível perda de ganhos de escala proporcionados por uma empresa com uma concessão monopolista regulada.

Por outro lado, o novo modelo permitiu que a expansão da rede ocorresse mediante licitação de novas concessões, mesmo em áreas onde já atuam outros concessionários. As licitações são vencidas por aqueles que ofertarem o menor valor de receita fixa para a construção e exploração do serviço por 30 anos.

Com esse modelo, tornou-se possível introduzir a competição na expansão do sistema de transmissão, justamente no maior componente formador do preço do serviço de transmissão, uma vez que os custos de operação e manutenção em uma empresa de transmissão são significativamente inferiores aos de investimento inicial.

---

<sup>5</sup>Intervenção em uma FT desenergizada em consequência do desligamento para intervenção em uma outra FT.

Em função de o Poder Concedente ter delegado à ANEEL as organizações dos leilões de transmissão, em 1999 foi publicado o primeiro Edital de Leilão de Transmissão. Desde o primeiro Edital, entre vários documentos vinculados ao Leilão constou uma minuta do CPST. No referido contrato consta uma metodologia para desconto da receita da transmissora em função das indisponibilidades de instalações de transmissão. Portanto, para as concessões de transmissão licitadas, a metodologia de desconto de uma PV da receita de uma instalação associada à indisponibilidade foi sempre estabelecida nos respectivos CPST, de acordo com o edital de licitação.

Como em 1999 (época do 1º Leilão de Transmissão) existiam concessionárias de transmissão atuando no sistema, foi necessário que as concessionárias existentes (p.ex. empresas federais, estaduais) assinassem um Contrato de Concessão com o Poder Concedente e CPST com o ONS para que este operasse as instalações das transmissoras. Nos CPST de todas as transmissoras existentes em 1999, continham a seguinte cláusula: “A TRANSMISSORA, será descontada a cada mês do CONTRATO, de uma Parcela Variável refletindo a efetiva disponibilização de cada instalação ao longo do mês, calculada pela metodologia a ser regulamentada pela ANEEL, em conformidade com o Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica”. Portanto, estava sob a responsabilidade da ANEEL regulamentar o assunto referente à qualidade do serviço público de transmissão.

Para aplicar os preceitos que orientam e conduzem o sistema elétrico brasileiro de forma isonômica entre todos os agentes do segmento de transmissão no que se refere ao desempenho relativo à continuidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, a ANEEL publicou a REN n° 270/2007. Portanto, quando da publicação do regulamento, existiam dois conjuntos de concessionárias: as que possuíam instalações antigas e as criadas por meio de licitações.

Há uma diferença na metodologia de aplicação do desconto de receita para as instalações que foram licitadas e aquelas que já eram existentes quando da elaboração do regulamento. O item a seguir detalhará essa questão.

## **2.6 - ESTABELECIMENTO DE PADRÕES DE DURAÇÃO E FREQUÊNCIA DE DESLIGAMENTO E DOS FATORES MULTIPLICADORES $K_0$ E $K_p$**

A REN n° 270/2007 estabelece requisitos de qualidade para concessionárias de transmissão. Porém, como havia dois conjuntos de concessionárias (licitadas e não licitadas), a ANEEL

entendeu ser razoável diferenciá-las, ainda que levemente, na aplicação da PV. Para as instalações antigas que foram implementadas sem as concessionárias serem exigidas de requisitos de qualidade, o regulamento da ANEEL estabeleceu padrões de duração de desligamento, ou seja, franquias. Em outras palavras, os descontos na receita somente são aplicados após as transmissoras terem superados os padrões estabelecidos em regulamento. Já para as instalações licitadas, não existem franquias, uma vez que no Edital de Leilão as empresas tinham conhecimento da metodologia da PV.

Os padrões correspondem, respectivamente, à duração máxima de desligamentos (Programado e de Outros Desligamentos), admissíveis para FT no período contínuo móvel de 12 meses, sem que haja desconto pecuniário à transmissora.

A Figura 2.4 ilustra o procedimento descrito. Não há desconto de PV quando a soma das durações no período contínuo móvel de 12 meses de cada FT for menor ou igual a  $t_{m\acute{a}x}$ . Quando a soma das durações ultrapassa  $t_{m\acute{a}x}$ , ocorre desconto.

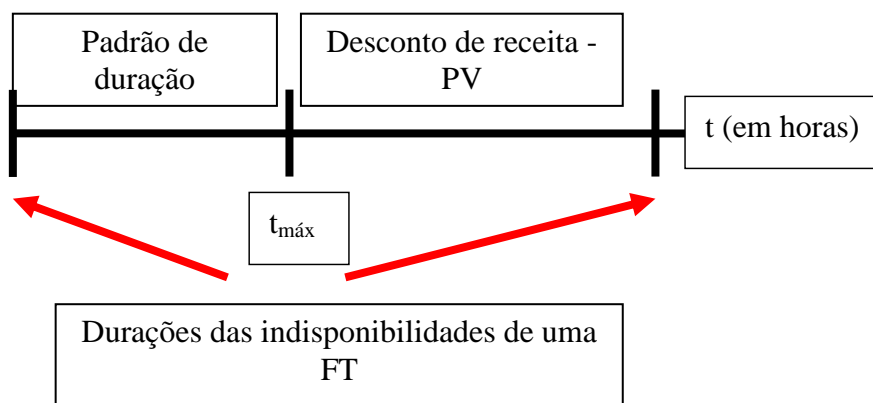


Figura 2.4 – Composição da Parcela Variável com o padrão de duração

A REN nº 270/2007 está focada, fundamentalmente, em monitorar a duração dos desligamentos das instalações de transmissão. Todavia, face ao impacto da frequência de desligamento sobre a confiabilidade do sistema, considerou-se também importante que este indicador fosse contemplado na avaliação da qualidade. Com isso, desempenhos inadequados implicam em ação da área de fiscalização da ANEEL, por meio da aplicação da Resolução Normativa ANEEL nº 063/2004. Esse indicador é definido como sendo o número de Outros Desligamentos de uma FT, no período de observação, medido em nº Desligamento/ano.

Para todas as transmissoras (licitadas e não licitadas) existem padrões de frequência. Até o padrão ser atingido, a ANEEL considera que a concessionária tem um bom desempenho. Somente após a

superação do padrão de frequência a transmissora estará sujeita à aplicação da Resolução Normativa ANEEL nº 063/2004.

Em função de a metodologia da Parcela Variável está associada às durações dos desligamentos, o padrão de frequência não entra no cálculo da PV. Como não existiu padrão de frequência em qualquer Edital de Transmissão, o indicador que consta da REN nº 270/2007 se aplica também para as instalações licitadas.

A REN nº 270/2007 também estabeleceu fatores multiplicadores das durações dos desligamentos, os quais fazem parte da equação (2.1). Os fatores foram estipulados com base nos tipos e nas características das FT, com o objetivo de estimular a maximização da disponibilidade. Foram calibrados de forma que resultem em valores de descontos de receita que não interfiram no equilíbrio econômico-financeiro dos Contratos de Concessão e, ao mesmo tempo estimular a redução de desligamentos devido a falhas. Correspondem aos fatores  $K_o$ , para os Outros Desligamentos, e  $K_p$ , para os Desligamentos Programados. Os fatores  $K_p$  são bem inferiores aos fatores  $K_o$  em função do incentivo à manutenção programada.

Os padrões (duração e frequência) e os fatores multiplicadores estabelecidos na REN nº 270/2007 são apresentados na Tabela 2.2:

Tabela 2.2 – Padrões e Fatores Multiplicadores estabelecidos na REN nº 270/2007

Função Transmissão	Familia	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Freqüência de Outros Desligamento (Desl./ano)	Fator Ko		Fator Kp		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)		Ano 1	Ano 2	Ano 1	Ano 2	
LT	≤ 5km(*)	26,0	0,5	1	100	150	6,67	10	
	>5 e ≤ 50Km(*)	26,0	1,4	1					
	>50km - 230kV	21,0	2,5	4					
	345kV	21,0	1,5	3					
	440kV	38,0	2,8	3					
	500kV	38,0	2,3	4					
	750kV	38,0	2,3	4					
	Cabo Isolado (*)	54,0	22,0	-	50	50	2,5	2,5	
TR	≤345kV	21,0	2,0	1	100	150	6,67	10	
	>345kV	27,0	2,0	1					
CR	REA	≤345kV	58,0	2,0	1	100	150	6,67	10
		>345kV	26,0	2,0	1				
	CRE	(*)	73,0	34,0	3	100	150	5,0	7,5
	CSI	(*)	333,0	17,0	3	50	50	2,5	2,5
	BC	(*)	46,0	3,0	3	50	100	2,5	5,0
	CSE	(*)	20,0	6,0	3	100	150	5,0	7,5

(\*) Qualquer nível de tensão de uso na Rede Básica

**LEGENDA:**

LT- Linha de Transmissão

TR- Transformação

CR- Compensação de Reativo

REA- Reator

CRE- Compensador Estático

CSI- Compensador Síncrono

BC- Banco de Capacitor

CSE- Compensação Série

Ko- Fator multiplicador para Outros Desligamentos

Kp- Fator multiplicador para Desligamentos Programados

Ano 1 e Ano 2 - períodos que correspondem ao primeiro e segundo ano de implantação da metodologia (ciclos 2008-2009 e 2009-2010).

A Tabela 2.2 aplica-se integralmente às instalações de transmissão que não foram objeto de licitação (instalações antigas). Porém, da referida tabela, a única informação que se aplica às instalações licitadas se refere ao padrão de frequência de Outros Desligamentos, que foi um indicador de qualidade criado pela REN nº 270/2007.

Os padrões estabelecidos na Tabela 2.2 foram estabelecidos para as Funções Transmissão (Linha de Transmissão, Transformação e Controle de Reativo). Cada FT foi dividida em famílias, onde cada família foi estabelecida em função da homogeneidade do desempenho de suas instalações.

Os fatores multiplicadores para Outros Desligamentos ( $K_o$ ) e Desligamentos Programados ( $K_p$ ), aplicados às instalações de transmissão decorrentes de licitação, são, desde 1999, respectivamente, 150 e 10. Os referidos fatores constaram em todos os Editais de Transmissão. Para as instalações não licitadas aplicam-se os fatores multiplicadores da Tabela 2.2.

Nos CPST que as transmissoras não licitadas assinaram em 1999 constava a seguinte cláusula: ao ser editada regulamentação específica, pela ANEEL, sobre a Parcela Variável, transmissora e ONS deverão adequar seus procedimentos contemplando uma receita adicional, que visa promover benefícios econômicos para a transmissora, quando esta apresentar um desempenho acima do padrão a ser estabelecido.

Neste contexto, foi criado, somente para as transmissoras não licitadas, um dispositivo na REN nº 270/2007 de adicional à RAP. A transmissora que possui instalações não licitadas poderá receber um adicional de receita vinculado a uma FT, quando a duração de Outros Desligamentos da FT, acumulada no período contínuo de 12 (doze) meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, for igual ou inferior ao correspondente valor estabelecido na Tabela 2.3.

Atendida tal condição, a concessionária receberá, ainda, um Adicional à RAP associado a Desligamentos Programados, realizados na FT, quando a duração acumulada no mesmo período for igual ou inferior ao correspondente valor estabelecido na Tabela 2.3.



Tabela 2.3 – Padrões estabelecidos na REN nº 270/2007 para Adicional à RAP

Função Transmissão	Familia	Percentil de 25% da Duração de Desligamento		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)	
LT	≤ 5km(*)	4,3	0,1	
	>5km e ≤50Km(*)	4,3	0,1	
	>50km - 230kV	3,8	0,14	
	345kV	3,8	0,15	
	440kV	6,7	1,1	
	500kV	6,7	0,36	
	750kV	6,7	0,36	
	Cabo Isolado(*)	23,5	0,7	
TR	≤345kV	4,7	0,0	
	>345kV	7,2	0,0	
CR	REA	≤345kV	4,3	0,0
		>345kV	2,4	0,0
	CRE	(*)	25,5	2,23
	CSI	(*)	49,5	0,56
	BC	(*)	5,0	0,0
	CSE	(*)	0,0	0,1

(\*) Qualquer nível de tensão de uso na Rede Básica

O valor do Adicional à RAP, relacionado a cada FT, equivale ao valor da PVI correspondente, calculada conforme a equação (2.1). O valor dos termos DVDP e DVOD são iguais ao da Tabela 2.3, o valor de “D” igual a 30 (trinta) e em base anual.

O valor total do adicional a ser creditado ao conjunto das transmissoras não licitadas corresponde à soma dos adicionais calculados para cada transmissora. O adicional é limitado à 30% do valor total da PVI das FT de todas as transmissoras, apuradas no mesmo período de junho a maio do ano subsequente.

Dessa forma, o valor correspondente ao adicional à RAP não constituirá um encargo adicional aos usuários de Rede Básica, pois será, na realidade, coberto por uma parcela do montante das PVI descontadas das transmissoras não licitadas. Este critério visa primordialmente ao atendimento ao princípio da modicidade tarifária.

Portanto, a maior parte do valor total das PVI (70%) descontadas das transmissoras pertencem aos usuários da Rede Básica, como contrapartida ao serviço de transporte não prestado e até 30% retorna às transmissoras na forma do referido adicional.

## **2.7 - OBJETIVOS DA REGULAMENTAÇÃO**

De forma geral, a disponibilidade de uma FT pode ser maximizada por meio de diversas ações, que são estimuladas no ato regulatório, como:

- Programação coordenada das atividades de intervenção e o aperfeiçoamento da logística para restauração do serviço interrompido.
- Aprimoramento das técnicas e do aparelhamento de manutenção.
- Intensificação dos procedimentos de inspeções e técnicas preditivas.
- Prática de manutenções em linha viva.
- Intensificação da limpeza da faixa de servidão de linhas de transmissão e demais ações preventivas sobre possíveis interferências do meio-ambiente ao longo da faixa, que possam interferir na continuidade do serviço.
- Otimização das periodicidades e durações das intervenções.

Observa-se que algumas das ações acima possibilitam a redução da frequência ou da duração de desligamento ou ambas.

Assim, de modo a incentivar que as transmissoras adotem gestões voltadas a maximizar a disponibilidade das FT e reduzir os impactos indesejáveis na operação, a regulamentação estabelece incentivos adicionais para:

- Ativar, quando possível, os sistemas de religamento automático.
- Evitar contínuas reprogramações bem como cancelamentos de desligamentos após um prazo que interfira nos custos ou cause transtornos operacionais.
- Minimizar o número de desligamentos acima de um determinado valor de referência.
- Utilizar a possibilidade de aproveitamento de desligamentos.

## **2.8 - RESUMO DO CAPÍTULO**

O Capítulo 2 apresentou como são as regras de qualidade do serviço público de transmissão e caracterizou os procedimentos da Parcela Variável. O princípio básico da regulamentação da qualidade é que todo desligamento, restrição operativa temporária e atraso na entrada em operação comercial de uma FT, de responsabilidade da transmissora, significa que o serviço contratado não foi plenamente prestado e, portanto, não faz jus ao recebimento da receita plena associada. O desconto da referida receita é denominado Parcela Variável.

Há uma diferenciação da aplicação da PV para as instalações licitadas e não licitadas. Para estas existem padrões de duração de desligamentos, ou seja, franquias. Até serem atingidos os padrões estabelecidos em regulamento as transmissoras não licitadas não serão descontadas de receita. Uma vez superados os padrões, as transmissoras começam a ter suas receitas mensais reduzidas. A referida metodologia foi estabelecida na REN nº 270/2007.

Para as instalações licitadas não há franquias, uma vez que desde 1999 constava em todos os Editais de Transmissão a metodologia da PV.

Além de estabelecer os requisitos de qualidade para as instalações não licitadas, a REN nº 270/2007 criou um indicador de qualidade para todas as transmissoras (licitadas e não licitadas). O indicador se refere aos padrões de frequência para os desligamentos não programados. Somente após a superação dos padrões de frequência é que as transmissoras estarão sujeitas ao processo de fiscalização previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 063/2004. O padrão de frequência não entra no cálculo da Parcela Variável.

Uma vez compreendida a metodologia da Parcela Variável, é necessário avaliar o desempenho das instalações não licitadas antes da metodologia e após sua implantação e observar os efeitos que o regulamento causou na gestão das concessionárias.

Além dessa análise de desempenho das transmissoras não licitadas, deve ser realizada uma comparação com o desempenho das concessionárias licitadas, uma vez que estas sempre tiveram a Parcela Variável como requisito de qualidade. O Capítulo 3 analisará o desempenho das concessionárias licitadas e não licitadas para os ciclos tarifários dos anos 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 e 2008-2009.

### 3 - ANÁLISE DO DESEMPENHO DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO NA REDE BÁSICA NOS CICLOS 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 e 2008-2009

No Capítulo 2 foi apresentada a metodologia de aplicação de desconto da RAP por meio da Parcela Variável – PV. A referida metodologia se encontrava presente somente nos CPST das concessionárias de transmissão licitadas, que se deu a partir do ano 2000, e foi estabelecida para as instalações não licitadas por meio da REN n° 270/2007.

Importantes objetivos do regulamento são: diminuir o número de desligamentos não programados (estes desligamentos intempestivos são prejudiciais à operação do sistema) e incentivar a redução do tempo que cada transmissora leva para restabelecer as instalações que estiverem fora de operação.

Para se analisar o efeito que a REN n° 270/2007 causou na qualidade do serviço público prestado pelas transmissoras não licitadas e compará-las com as licitadas, foi utilizada uma base de dados solicitada pela ANEEL ao ONS. As informações foram relativas às indisponibilidades das Funções Transmissão – FT licitadas e não licitadas apuradas na Rede Básica durante os ciclos tarifários dos anos 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 e 2008-2009, onde o ciclo tarifário ocorre de 1° de julho a 30 de junho do ano subsequente.

A Tabela 3.1 ilustra um exemplo do conjunto de informações que consta da base de dados. Na referida base constam informações sobre trinta e um mil, quinhentos e quarenta e um desligamentos para os quatro ciclos analisados. O significado das classificações do estado operativo, detalhamento e forma de contabilização para cada desligamento está detalhado na Rotina Operacional do ONS RO-AO.BR.05 [20].

Tabela 3.1 – Exemplo de informações da base de dados para cada desligamento

Equipamento	Família de FT	Agente Proprietário	Data Início	Estado Operativo	Detalhamento	Forma Contabilização	Duração Real (horas)
CR 500 kV 161 Mvar GURUPI BC1 TO	CSE	FURNAS	2/1/2008	DAU	ECR	ONP	0,02
CR 500 kV 161 Mvar MIRACEMA BC1 TO	CSE	ELETRONORTE	2/1/2008	DAU	ECR	ONP	0,02
BC 230 kV 55,5 Mvar SAO LUIS II BC4 MA	BCP	ELETRONORTE	3/1/2008	DUR	URP	PPV	0,85

TR 500/230 kV SAO LUIS II TR1 MA	TRF > 345 kV	ELETRONORTE	10/10/2005	DPR	MAN	PPV	770,57
CR 500 kV 382 Mvar IBIUNA BC1B SP	CSE	FURNAS	3/1/2008	DAU	ECR	ONP	0,07
CR 500 kV 382 Mvar IBIUNA BC2A SP	CSE	FURNAS	3/1/2008	DAU	ECR	ONP	0,10
RT 13,8 kV 53,0 Mvar NEVES 1 RT21 MG	REA <= 345 kV	CEMIG G/T	8/9/2005	DPR	MAN	PPV	100,92
LT 230 kV CAMAQUA /PORTO ALEGRE9 C-1 RS	LTR 230kV > 50 km	CEEE GT	3/1/2008	DAU	INT	OPV	0,03
LT 345 kV ADRIANOPOLIS /ITUTINGA C-2 RJ/MG	LTR 345kV > 50 km	FURNAS	3/1/2008	DUR	URP	PPV	3,60

Como o início de aplicação da metodologia que consta da REN nº 270/2007 ocorreu em 4 de junho de 2008, a escolha dos últimos quatro ciclos teve o objetivo de analisar as ocorrências em ciclos anteriores ao início da metodologia e um ciclo de análise dos resultados após a implantação da mesma. A análise das ocorrências nos quatro ciclos mencionados será detalhada a seguir.

### **3.1 - ANÁLISE DE TODAS AS OCORRÊNCIAS NOS CICLOS 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 E 2008-2009**

A Figura 3.1 ilustra o comportamento das ocorrências na Rede Básica causado pelas transmissoras (licitadas e não licitadas) nos quatro ciclos tarifários analisados.

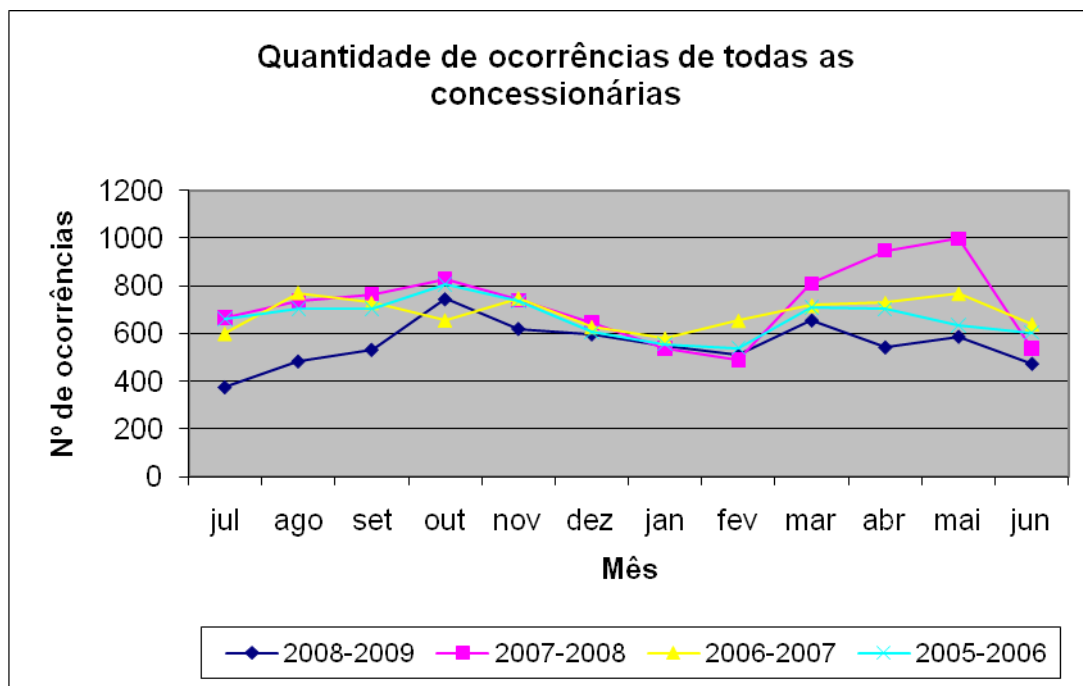


Figura 3.1 – Número de ocorrências em instalações de todas as transmissoras ao longo de quatro ciclos tarifários

Conforme detalhado no Capítulo 2, existiam dois conjuntos de instalações das transmissoras quando da aplicação da metodologia da Parcela Variável constante da Resolução ANEEL nº 270/2007:

a) instalações antigas, que pertenciam ou pertencem às concessionárias federais e estaduais. As referidas instalações não foram objeto de licitação e estiveram sujeitas à aplicação da Parcela Variável somente após o início de aplicação da metodologia que consta do regulamento, o qual ocorreu em 4 de junho de 2008.

b) instalações licitadas a partir de 1999. As referidas instalações estavam sujeitas à Parcela Variável desde os Editais de 1999, uma vez que no CPST (minuta de Contrato que constava do Edital de Licitação) era estabelecida uma metodologia para desconto da receita da transmissora em função das indisponibilidades de instalações de transmissão.

Em função das considerações detalhadas no parágrafo anterior, a análise das indisponibilidades das FT ocorridas nos ciclos tarifários 2005 a 2009 será realizada separando as FT licitadas das não licitadas, uma vez que os dois referidos conjuntos foram sujeitos à aplicação da PV em datas diferentes. O comportamento das indisponibilidades das Funções Transmissão não licitadas em função da implantação do regulamento terá como comparação o desempenho das instalações licitadas.

Como a Figura 3.1 apresenta a evolução das ocorrências na Rede Básica em termos absolutos ao longo dos meses de cada ciclo, a Figura 3.2 realiza uma comparação em termos do quantitativo de ocorrências que ocorreu por ciclo.

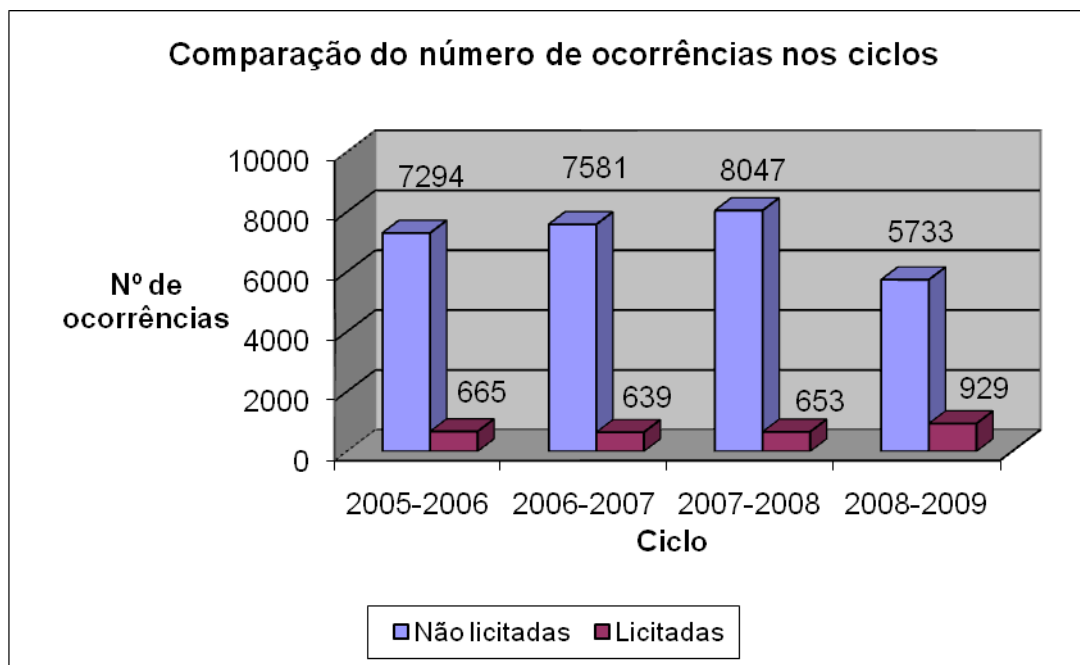


Figura 3.2 – Comparação do número de ocorrências das FT licitadas e não licitadas em cada ciclo

Uma análise da Figura 3.2 mostra que houve uma queda significativa do número de ocorrências das FT não licitadas do ciclo 2008-2009 em relação ao ciclo 2007-2008.

Para analisar o efeito do regulamento no quantitativo de ocorrências das instalações não licitadas, é preciso realizar uma comparação entre os ciclos 2007-2008 e 2008-2009. No ciclo 2008-2009 ocorreram 5.733 desligamentos, enquanto no ciclo anterior ocorreram 8.047. A redução de 29% para o ciclo 2008-2009 deverá ser analisada com mais detalhes para se concluir que o regulamento de fato provocou a diminuição do número de ocorrências no ciclo 2008-2009.

Como há uma variação do número de ocorrências ao longo dos meses de cada ciclo, conforme ilustrado pela Figura 3.1, é relevante determinar uma média de ocorrências por ciclo, e com isso se ter uma melhor visualização da evolução do número de ocorrências durante os quatro ciclos analisados. A Figura 3.3 ilustra a média mensal das ocorrências para cada ciclo analisado. As FT licitadas têm a média de 50 ocorrências por mês em cada ciclo, tendo um pequeno aumento no ciclo 2008-2009. O número de ocorrências das FT não licitadas (antigas) registra um pequeno aumento crescente a cada ciclo até que no último ciclo há uma diminuição de 680 ocorrências para aproximadamente 480, o que representa uma redução de 29,5 %. Será ainda analisado neste

capítulo se essa redução foi exclusivamente em função do regulamento ou se teve alguma particularidade no ciclo 2008-2009 em relação ao ciclo 2007-2008. As ocorrências na Rede Básica podem tanto reduzir a confiabilidade do sistema de transmissão quanto exigir corte de carga.

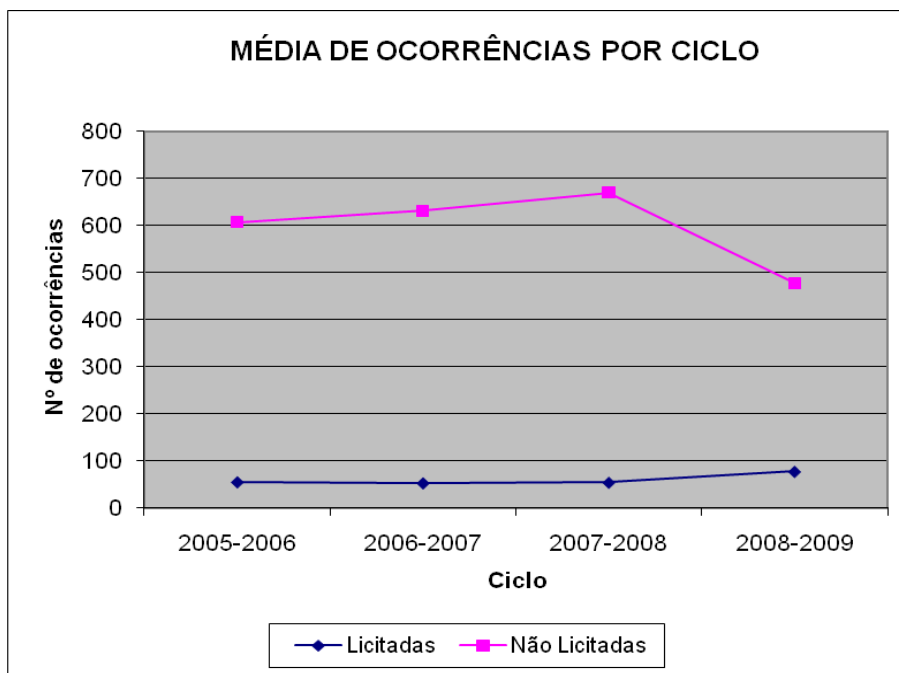


Figura 3.3 – Média das ocorrências das FT licitadas e não licitadas em cada ciclo

É necessário verificar o efeito do acréscimo de novas Funções Transmissão ao final de cada ciclo, uma vez que com novas FT na Rede Básica, maiores números de instalações estão mais propensas a ficarem indisponíveis.

Em cada ciclo novas Funções Transmissão entram em operação comercial na Rede Básica. Portanto, é mais correto analisar a evolução das indisponibilidades em termos relativos, ou seja, deve-se levar em conta o número de FT existentes em cada ciclo. As indisponibilidades ocorrem na Função Transmissão Linha de Transmissão, Função Transmissão Transformação e Função Transmissão Controle de Reativo. A Tabela 3.2 descreve o quantitativo de FT que estava em operação ao final de cada ciclo analisado. Da referida tabela foi excluída a Função Transmissão Módulo Geral, uma vez que esta FT possui regras de qualidade diferenciadas na REN nº 270/2007.



Tabela 3.2 – Quantidade de FT em operação ao final de cada ciclo

Ciclo	Quantidade de FT em operação	
	Não Licitadas	Licitadas
2005-2006	1981	120
2006-2007	2033	161
2007-2008	2085	223
2008-2009	2095	284

Assim, quando relacionados os valores absolutos apresentados nas Figuras 3.1 e 3.2 com a Tabela 3.2, obtém-se a Figura 3.4, que ilustra o número de ocorrências em cada ciclo dividido pelo quantitativo de FT em operação em 30 de junho de cada ciclo.

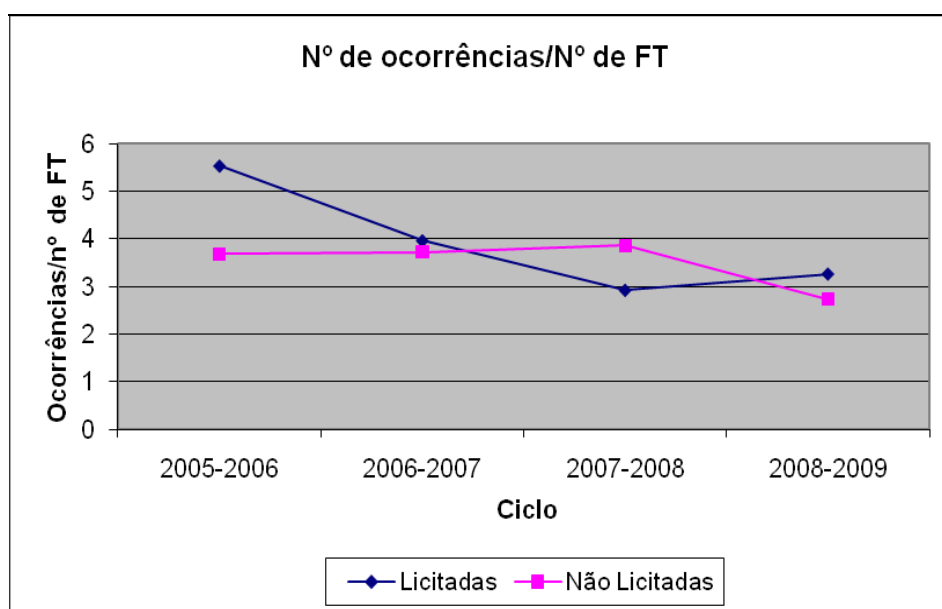


Figura 3.4 – Número de ocorrências em cada ciclo em função do número de FT em operação

A Figura 3.4 permite uma análise das ocorrências na mesma base, ou seja, tem-se a mesma referência do quantitativo de Funções Transmissão e com isso não ter o efeito das novas instalações que entram em operação comercial a cada ciclo. Adicionalmente, deve-se ter a análise relativa uma vez que estão em operação na Rede Básica um quantitativo bem superior de FT não licitadas em relação às licitadas, já que estas tiveram início somente a partir de 1999.

Observa-se da Figura 3.4 que as FT licitadas, nos três primeiros ciclos, diminuíram o número de ocorrências por FT, mesmo tendo a cada ciclo novas FT que entraram em operação comercial. Com uma maior quantidade de FT a cada ciclo, mais instalações estão sujeitas a desligamentos.

Mesmo com um aumento no quantitativo de FT, as licitadas melhoraram a gestão dos seus ativos, uma vez que esse conjunto já estava sujeito ao sinal econômico da Parcela Variável e assim eram

incentivadas a diminuir o número de ocorrências. Diminuindo o número de ocorrências, reduz a Parcela Variável e, em consequência, maximiza-se a receita anual permitida da concessionária.

No quarto ciclo o número de ocorrências por quantidade de FT licitadas permaneceu praticamente constante, ou seja, o aumento do número de FT neste ciclo foi proporcional ao aumento no número de ocorrências.

Pela Figura 3.4 observa-se também que para as FT não licitadas a média das ocorrências por FT apresentou-se constante ao longo dos três primeiros ciclos, sendo que a partir do início da metodologia da Parcela Variável em junho de 2008, ocorreu uma diminuição significativa do número de ocorrências por FT, mesmo com um aumento do número de FT nesse ciclo.

Para se afirmar que os objetivos centrais do regulamento foram atendidos, ou seja, redução tanto dos desligamentos não programados como da duração de cada ocorrência, deve-se realizar uma comparação entre os dois últimos ciclos em função do tipo de desligamento ocorrido. Como cada desligamento tem a sua classificação, é importante analisar qual tipo de desligamento foi preponderante para a redução do número de ocorrências do último ciclo analisado para o anterior.

### **3.2 - DETALHAMENTO OPERATIVO DOS DESLIGAMENTOS**

No item 3.1 deste Capítulo foram analisadas as ocorrências de forma completa, ou seja, abrangendo todas as instalações da Rede Básica. É importante verificar como são classificados os desligamentos que compõem um conjunto de ocorrências e em seguida analisar a evolução do comportamento dos tipos de desligamentos mais relevantes.

Utilizando como exemplo as 6.662 ocorrências do ciclo 2008-2009, a Tabela 3.3 ilustra o detalhamento operativo, ou seja, os tipos de desligamentos que caracterizam a totalidade das ocorrências no referido ciclo, segundo classificação que consta na Rotina Operacional [20]. Os resultados mostram que os desligamentos automáticos e programados são os que têm maior contribuição do total de ocorrências.

Tabela 3.3 – Detalhamento operativo das ocorrências no ciclo 2008-2009

SIGLA	Detalhamento do desligamento	Quantidade de ocorrências	%
CAN	Cancelado	300	4,6
DAU	Automático	2.805	42,1
DCA	Conveniência Operativa	18	0,3

DEM	Emergência	102	1,5
DPR	Programado	3.204	48,0
DUR	Urgência	233	3,5
TOTAL		6.662	100

A Figura 3.5 ilustra o percentual do detalhamento operativo que ocorreu no ciclo 2008-2009. Observa-se que 48% das indisponibilidades ocorreram em decorrência dos desligamentos programados – DPR e 42% em função dos desligamentos automáticos – DAU.

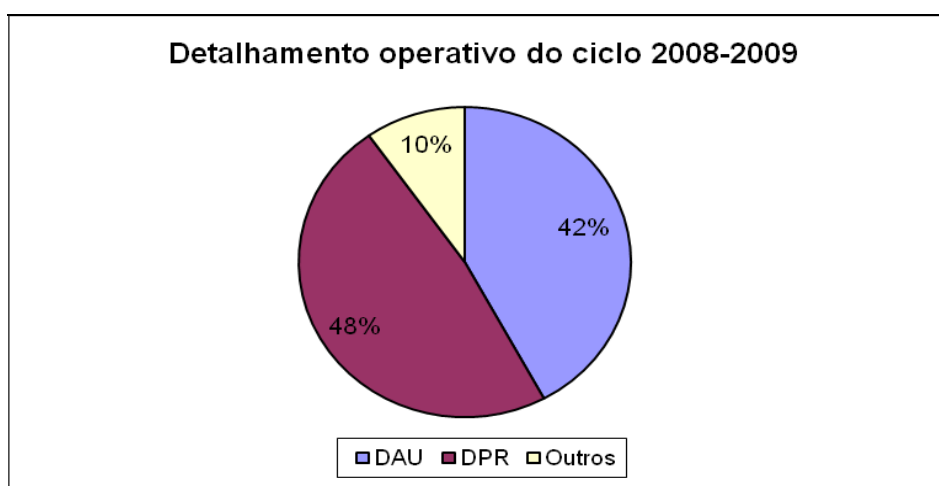


Figura 3.5 – Detalhamento operativo do ciclo 2008-2009

Como apenas esses dois eventos (DPR e DAU) representam 90% dos desligamentos do referido ciclo, será analisado o comportamento dos desligamentos automáticos e programados para os quatro ciclos e com isso analisar o efeito do regulamento para as instalações não licitadas nestes dois tipos de desligamentos predominantes.

### 3.3 - DETALHAMENTO DOS DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS

Pela Figura 3.5 constata-se que um dos tipos de desligamentos mais frequentes nas ocorrências se refere ao desligamento classificado como Programado. A Tabela 3.4 ilustra o detalhamento deste tipo de desligamento no ciclo 2008-2009, conforme classificação da Rotina Operacional [20].

Tabela 3.4 – Detalhamento do desligamento programado no ciclo 2008-2009

SIGLA	Detalhamento do desligamento programado no ciclo 2008-2009	Quantidade de ocorrências	%
AMR	Ampliação, melhoria ou reforço	610	19,1
APP	Aproveitamento	94	2,9
CCA	Com corte de carga	0	0,0
CFM	Caso fortuito ou força maior	54	1,7

DMR	Defeito em melhoria ou reforço	5	0,2
ESP	Manutenção especial compensador síncrono	1	0,0
MAN	Manutenção	2.161	67,5
PED	Pesquisa e desenvolvimento	17	0,5
SON	Solicitação ONS	259	8,1
STE	Utilidade pública ou segurança terceiros	3	0,0
TOTAL		3.204	100

Analisando os eventos que são classificados como desligamentos programados, a Figura 3.6 mostra que os principais percentuais se referem às indisponibilidades que têm o objetivo de realizar manutenção programada – MAN (67,5%) enquanto 19,1% ocorrem em função da implantação de obras de ampliação, melhorias ou reforços – AMR. Como os desligamentos AMR são isentos de Parcela Variável, a análise que importa nos desligamentos DPR são a manutenção programada, que indicará como as concessionárias de transmissão gerenciaram a manutenção programada ao longo dos ciclos. O adiamento de uma manutenção é um risco que a transmissora estaria colocando nos seus ativos, uma vez que estariam mais propensos a falhas.

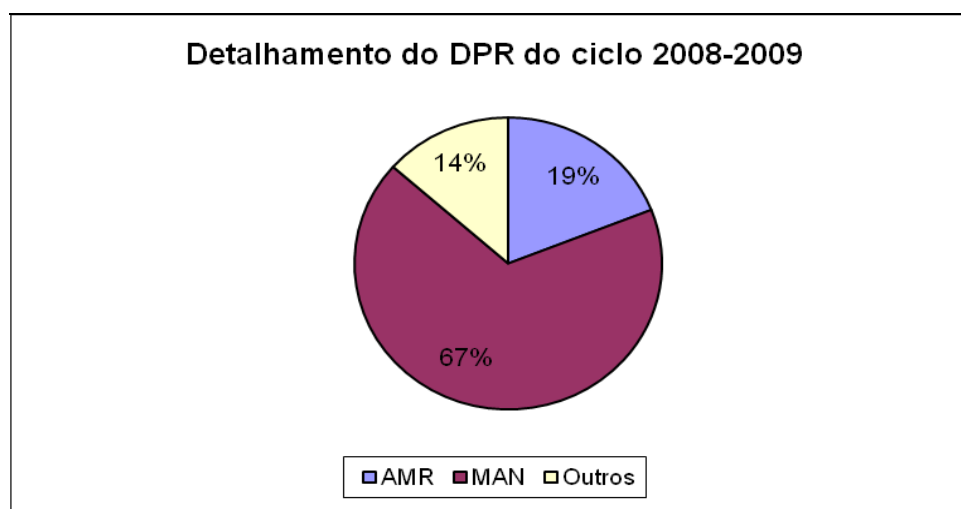


Figura 3.6 – Detalhamento do Desligamento Programado do ciclo 2008-2009

A Figura 3.7 compara a quantidade de ocorrências ao longo dos quatro ciclos analisados em função da manutenção programada pelas concessionárias de transmissão. Observa-se, da Figura 3.7, que no ciclo 2007-2008 ocorreram 3.738 indisponibilidades em função das manutenções programadas executadas para as FT não licitadas e no ciclo 2008-2009, 1.969 ocorrências, o que representa uma redução de 47%.

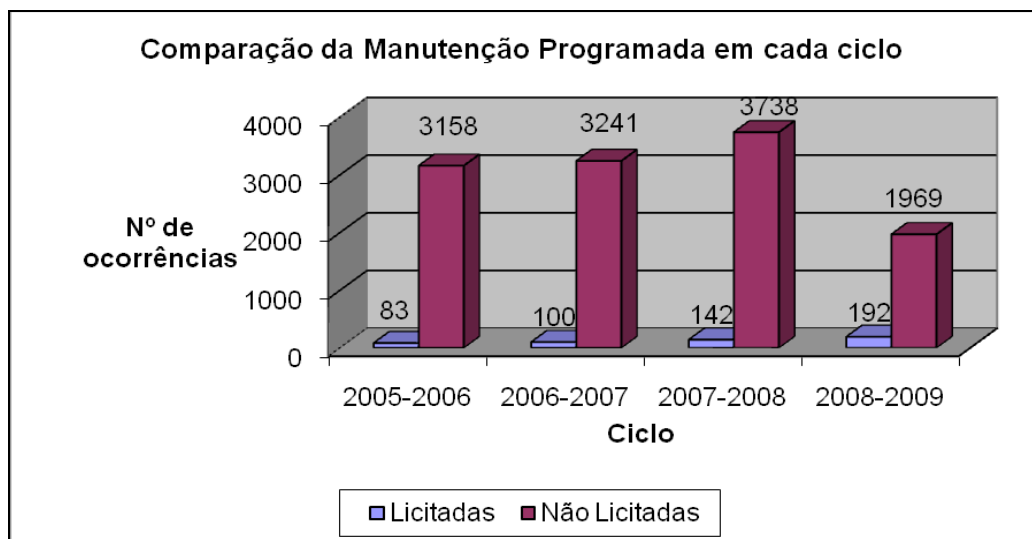


Figura 3.7 – Comparação das indisponibilidades causadas pela manutenção programada ao longo dos quatro ciclos

Para se entender o motivo da diferença na quantidade de manutenções programadas dos dois últimos ciclos, deve-se realizar um enfoque nas ocorrências em função da manutenção programada ao longo de cada mês dos dois últimos ciclos. A Figura 3.8 apresenta os resultados das manutenções realizadas para as FT não licitadas.

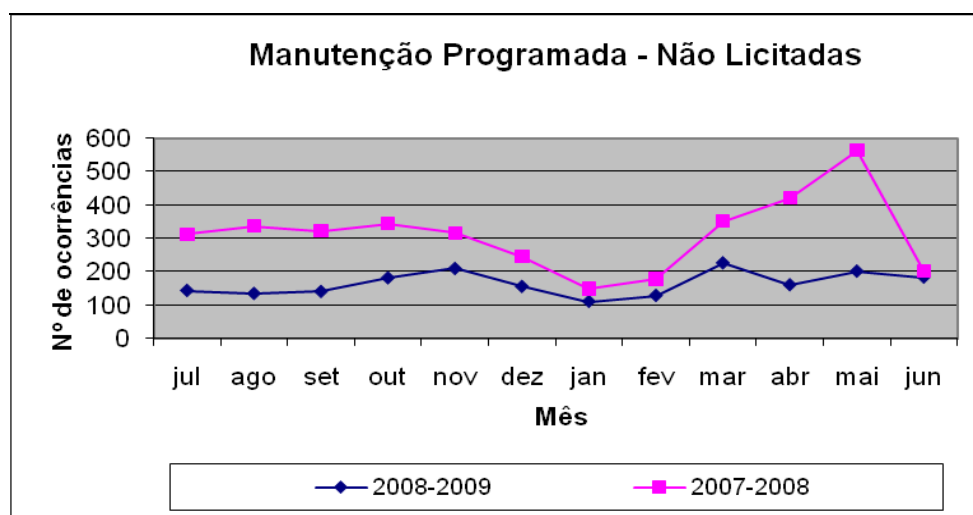


Figura 3.8 – Comparação da Manutenção Programada para as FT não licitadas nos ciclos 2007-2008 e 2008-2009

A Figura 3.8 ilustra o aumento do número de manutenções durante os meses de março a maio de 2008. Com o aumento de manutenções no final do ciclo 2007-2008, a relação entre os desligamentos para manutenções nos dois últimos ciclos foi reduzida. O aumento no referido período é explicado pelo fato de durante estes meses de 2008 ter sido realizado um período experimental de aplicação da metodologia constante do regulamento. Durante o referido período,

o ONS apurava os desligamentos, porém não os contabilizava, uma vez que o início da aplicação da metodologia ocorreu no dia 4 de junho de 2008. O objetivo das transmissoras foi, uma vez que não ocorreria desconto de receita no período experimental, aproveitar o referido período para realizar manutenções nos seus ativos e com isso evitar futuros desligamentos automáticos nos seus equipamentos, assim como postergar novos desligamentos programados, o que segundo a metodologia, em ambos os casos, acarretaria descontos na receita da transmissora a partir de junho de 2008.

Portanto, a redução das indisponibilidades causadas pela realização das manutenções programadas do último ciclo para o anterior foi causada principalmente pela antecipação de manutenções durante o período experimental (março a maio de 2008).

Pela Figura 3.5 as duas classificações de indisponibilidades mais predominantes no total de ocorrências se referem aos desligamentos programados e automáticos (intempestivos). Uma vez analisada a redução dos desligamentos programados na quantidade total de ocorrências ao longo dos quatro ciclos, ainda é necessária a análise da evolução dos desligamentos automáticos e seu efeito na quantidade total de ocorrências.

### **3.4 - DETALHAMENTO DOS DESLIGAMENTOS AUTOMÁTICOS**

Como no item anterior foi analisado o efeito da manutenção programada nas ocorrências, é importante verificar o comportamento de outro tipo de desligamento que possui relevância no conjunto típico de indisponibilidades: os desligamentos automáticos.

A Figura 3.9 ilustra uma comparação dos desligamentos automáticos ao longo dos quatro ciclos analisados. Observa-se, pela Figura 3.9, que durante os três primeiros ciclos as FT licitadas tiveram um número de ocorrências constante. No ciclo 2008-2009 houve um aumento de 63% do número de ocorrências classificadas como Desligamentos Automáticos.

O número de Desligamentos Automáticos das FT não licitadas aumentou em aproximadamente 14% a cada ciclo.

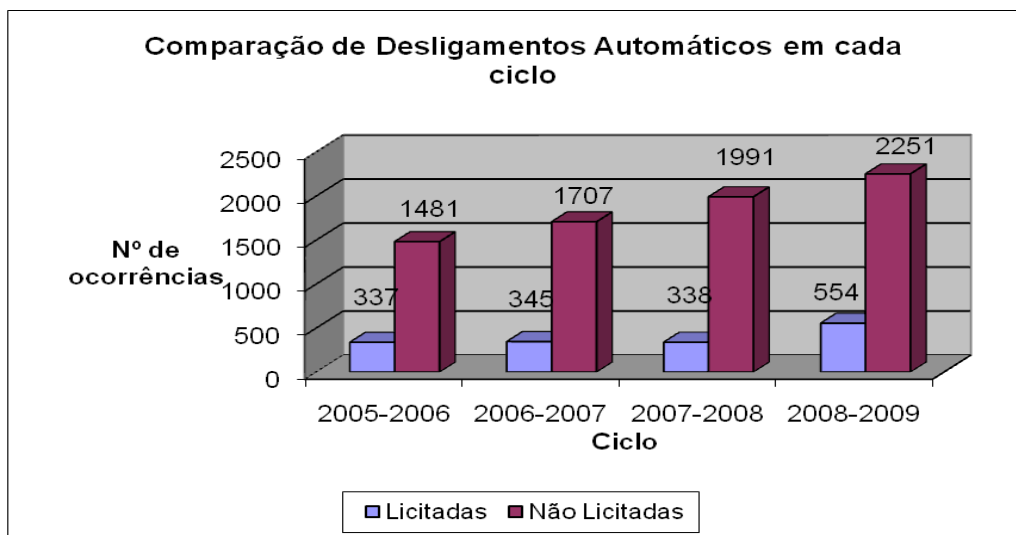


Figura 3.9 – Comparação de Desligamentos Automáticos em cada ciclo

Para se ter uma análise mais precisa da evolução dos desligamentos automáticos em cada ciclo, é necessário relativizar a quantidade de ocorrências, ou seja, dividir o número de ocorrências classificadas como desligamentos automáticos pelo número de FT que estavam em operação ao final de cada ciclo analisado (Tabela 3.2). A Figura 3.10 ilustra o comportamento dos Desligamentos Automáticos em termos relativos.

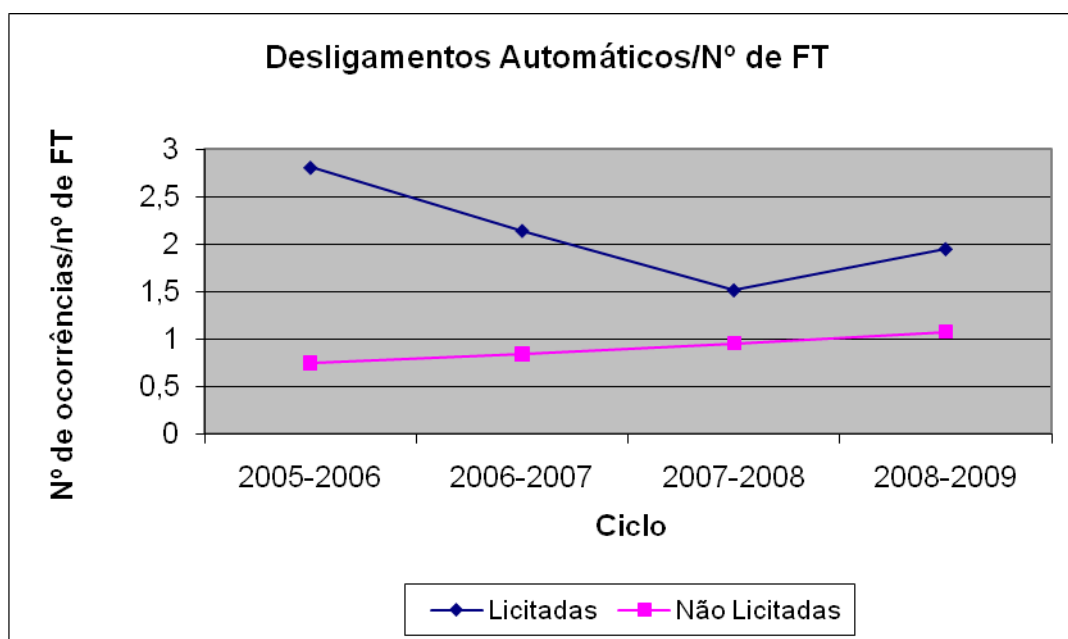


Figura 3.10 – Quantidade de Desligamentos Automáticos em função no número de FT em operação comercial

A Figura 3.10 mostra que para as FT não licitadas, a implantação da metodologia da Parcela Variável não fez com que as transmissoras diminuíssem a quantidade relativa de desligamentos automáticos.

Analisando as Figuras 3.7 e 3.9, que tratam de manutenção programada e desligamentos automáticos, observa-se que os desligamentos automáticos nas FT não licitadas aumentaram em 14% do ciclo 2008-2009 para o anterior, enquanto a manutenção programada diminuiu em 47%. A Tabela 3.5 apresenta um resumo dos efeitos dos dois referidos desligamentos no total das ocorrências.

Tabela 3.5 – Efeito dos desligamentos programado e automático no número total de ocorrências das FT não licitadas

	Comparação do número de ocorrências do ciclo 2008-2009 em relação ao anterior
Quantitativo de todas as ocorrências	redução de 29%
Desligamento programado (manutenção)	redução de 47%
Desligamento automático	aumento de 14%

A Tabela 3.5 mostra que a redução das ocorrências de forma geral (Figura 3.2) não foi somente um resultado do início da aplicação da Parcela Variável às instalações antigas, sendo em grande parte função da redução da manutenção programada nas instalações não licitadas. E essa redução da manutenção programada foi ocasionada pela antecipação dos desligamentos programados que foram realizados nos meses de março a maio de 2008.

Como alguns desligamentos automáticos são isentos de Parcela Variável, é relevante analisar aqueles que são passíveis do desconto, uma vez que o regulamento incentiva a redução deste tipo de desligamento.

### **3.5 - ANÁLISE DE DESLIGAMENTOS CLASSIFICADOS COMO NÃO PROGRAMADOS E PASSÍVEIS DE PARCELA VARIÁVEL**

O item 3.4 mostrou que houve um aumento de 14% no número de desligamentos automáticos do ciclo 2008-2009 para o anterior. Os desligamentos automáticos são classificados conforme mostra a Tabela 3.6 [20]:



Tabela 3.6 – Classificação dos Desligamentos Automáticos

<b>Estado Operativo</b>	<b>Detalhamento para Apuração</b>	<b>Forma para Contabilização</b>
<b>DAU – Desligado Automático</b>	<b>ESR</b> – causa externa, sem retorno	<b>OPV</b> – Outros Desligamentos passíveis de participar da Parcela Variável por Indisponibilidade
	<b>INT</b> – causa interna	
	<b>IUR</b> – causa interna com utilização de reserva (só válido para FT Controle de Reativo – (reator) e FT – Transformação)	
	<b>INE</b> – causa interna cabo enterrado (só válido para FT - LT com cabo enterrado identificada na Base de Dados do ONS)	
	<b>EAI</b> – causa externa, atuação indevida proteção	
	<b>EOA</b> – erros de operação do Agente	
	<b>TCI</b> – FT – LT desligada devido a tiro em cadeia de isoladores	
	<b>COI</b> – devido à contaminação do óleo isolante	<b>ONP</b> – Outros Desligamentos não passíveis de participar da Parcela Variável por Indisponibilidade
	<b>INQ</b> – causa interna, queimada área preservação permanente	
	<b>INB</b> – causa interna, religamento bloqueado. (só válido para FT – LT com religamento automático bloqueado por solicitação do ONS)	
	<b>IND</b> – indisponível por duração igual ou inferior a 1 minuto	
	<b>CFM</b> – caso fortuito ou força maior	
	<b>ECR</b> – causa externa com retorno	
	<b>AIO</b> – atuação indevida do ONS	
	<b>FNI</b> – falhas PMI	
<b>DMR</b> – defeito em melhoria ou reforço		

Pela Tabela 3.6 observa-se que os desligamentos automáticos são divididos em dois grupos: Outros Desligamentos passíveis de participar da Parcela Variável por Indisponibilidade – OPV e Outros Desligamentos não passíveis de participar da Parcela Variável por Indisponibilidade – ONP.

Um dos objetivos do sinal econômico que é estabelecido no regulamento é o incentivo à manutenção programada, de modo que as mesmas tenham um aprimoramento das técnicas e dos equipamentos de manutenção. Incentivando-se a manutenção programada tem-se o objetivo de diminuir os Outros Desligamentos passíveis de participar da Parcela Variável por Indisponibilidade – OPV.

A Figura 3.11 ilustra uma comparação do número de ocorrências ao longo dos quatro ciclos consideradas como Outros Desligamentos e passíveis de Parcela Variável – OPV.

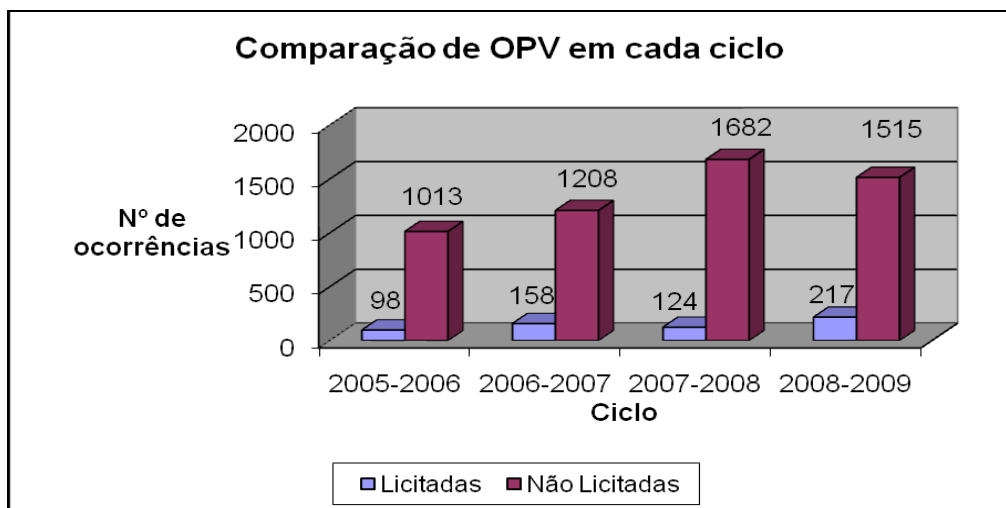


Figura 3.11 – Comparação dos desligamentos classificados como OPV

Observa-se que houve, no ciclo 2008-2009, uma redução das indisponibilidades classificadas como OPV. Para se atenuar o efeito dos valores absolutos, é necessário dividir o número de ocorrências OPV pelo número de FT em operação ao final de cada ciclo (Tabela 3.2). A Figura 3.12 ilustra os resultados. Da referida Figura observa-se que para o conjunto das instalações antigas havia um aumento das ocorrências por OPV por cada FT nos três primeiros ciclos, até que com a implantação do regulamento obteve-se uma diminuição do fator no último ciclo.

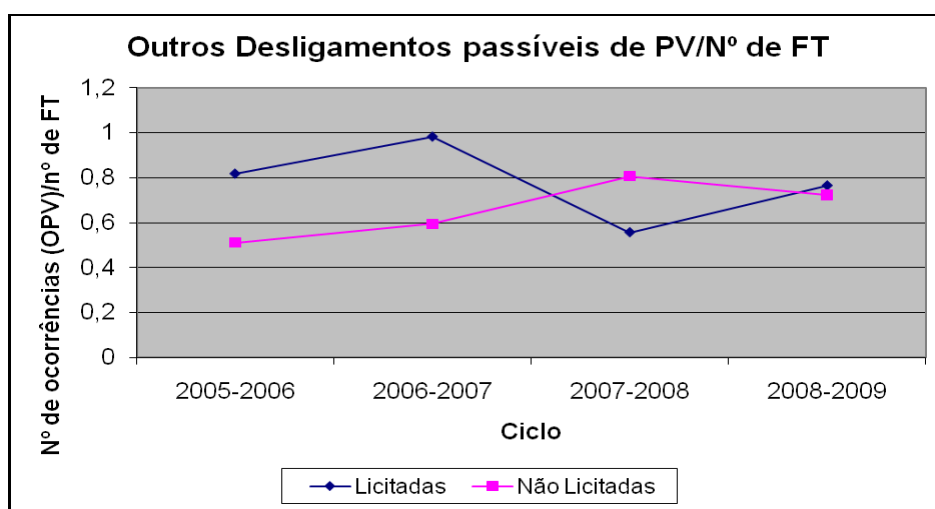


Figura 3.12 – Outros Desligamentos passíveis de PV divididos pelo número de FT que estavam em operação

Apesar de a Figura 3.9 mostrar um aumento de 14% dos desligamentos automáticos do ciclo 2008-2009 para o anterior, a Figura 3.12 mostra que houve uma redução de 10% das indisponibilidades classificadas como Outros Desligamentos passíveis de Parcela Variável. Logo, o regulamento teve um efeito positivo na gestão das concessionárias para a redução dos desligamentos classificados como OPV.

Analisado o efeito que a REN nº 270/2007 causou na gestão das transmissoras em relação aos desligamentos programados e automáticos, também é importante verificar o comportamento da duração média por cada ocorrência ao longo dos ciclos. A análise da duração média procura mostrar como as transmissoras têm atuado no tempo de retorno das instalações à operação.

### 3.6 - ANÁLISE DA DURAÇÃO MÉDIA DE CADA DESLIGAMENTO DE TODAS AS INSTALAÇÕES AO LONGO DOS 4 CICLOS

O regulamento, além de incentivar às concessionárias investirem nas manutenções programadas e outras técnicas para redução dos desligamentos intempestivos causados por defeitos nos equipamentos ou erros de operação da transmissora, incentiva o retorno mais rápido à operação dos equipamentos indisponíveis.

Para realizar a análise de como as concessionárias se comportam para o retorno dos equipamentos que ficaram indisponíveis, e, em consequência, a eficácia do regulamento, uma boa medida estatística é utilizar, por ciclo, a duração média de cada ocorrência, que pode ser observada na Figura 3.13, onde foram considerados todos os desligamentos, Programados e Não Programados.

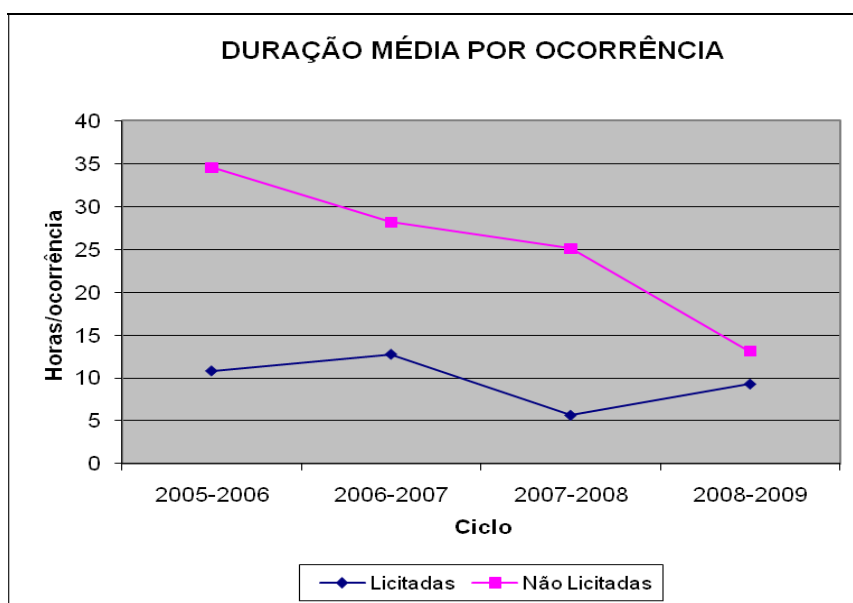


Figura 3.13 – Duração média de cada ocorrência incluindo todos os tipos de desligamentos

As FT licitadas variam ao longo dos quatro ciclos em torno de 10 horas por ocorrência, enquanto as FT não licitadas saem de 35 horas para cada ocorrência em 2006 para 13 horas em 2009. Como no início da aplicação do regulamento a duração média de cada ocorrência era de 25 horas por desligamento, a metodologia provocou uma redução de 48% para 2009, uma vez que no

último ciclo a duração média foi de 13 horas por ocorrência. A referida redução mostra uma programação melhor coordenada das atividades de intervenção e o aperfeiçoamento da logística para restauração do serviço interrompido. Além disso, mostra uma aproximação ao desempenho realizado pelo conjunto de licitadas, as quais possuem instalações mais novas e já estavam sujeitas ao desconto de receita por indisponibilidades de instalações de transmissão.

Como a Figura 3.13 considerou tanto os desligamentos programados como os não programados, é importante realizar uma análise separando estes dois tipos de desligamentos. A Figura 3.14 ilustra esse detalhamento.

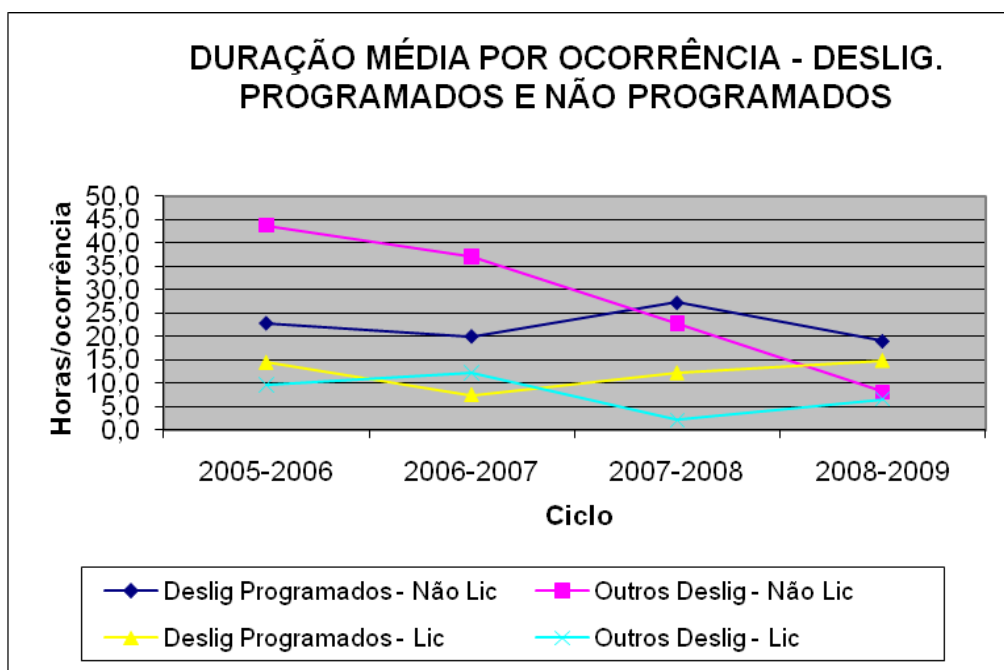


Figura 3.14 – Duração média de cada ocorrência separando os desligamentos programados dos não programados

Pela Figura 3.14 observa-se que as transmissoras licitadas oscilam ao longo dos quatro ciclos em torno de 10 horas por ocorrência (outros desligamentos). Para os desligamentos programados há também uma variação em torno das 10 horas por ocorrência, exceto para o último ciclo, onde houve um pequeno aumento no número de horas por ocorrência.

Para as transmissoras não licitadas, a Figura 3.14 mostra que são gastos algo em torno de 20 horas por desligamento programado, exceto para o ciclo 2007-2008, que teve um valor mais elevado. O aumento ocorreu em função do número maior de manutenções realizadas pelas transmissoras não licitadas durante os meses de março a maio de 2008.

Porém, a análise mais relevante da Figura 3.14 é que o número de horas gasto por desligamento não programado diminuiu ao longo de cada ciclo, especificamente no ciclo 2008-2009, quando houve uma diminuição de 65% na duração média por ocorrência.

Além da redução mencionada do parágrafo anterior, houve uma aproximação de desempenho com as transmissoras licitadas. As não licitadas gastaram 8 horas por desligamento não programado, enquanto as licitadas gastaram 6,5 horas.

Analisado o efeito que a metodologia da Parcela Variável provocou na gestão das transmissoras quanto aos desligamentos programados e não programados, será apresentada a seguir uma comparação de desempenho entre as transmissoras.

### **3.7 - COMPARAÇÃO DE DESEMPENHO ENTRE TRANSMISSORAS**

Conforme explicado ao longo deste trabalho, o objetivo do regulamento é estabelecer um sinal econômico para que as transmissoras reduzam os desligamentos não programados e o tempo de retorno das instalações à operação.

Neste Capítulo foram analisados desligamentos ocorridos na Rede Básica, com enfoque para os desligamentos programados e os automáticos. Também é importante analisar uma comparação de desempenho entre transmissoras para os dois tipos de desligamentos mencionados.

A Figura 3.15 mostra uma comparação de desempenho entre nove transmissoras não licitadas em função da duração média por ocorrência.

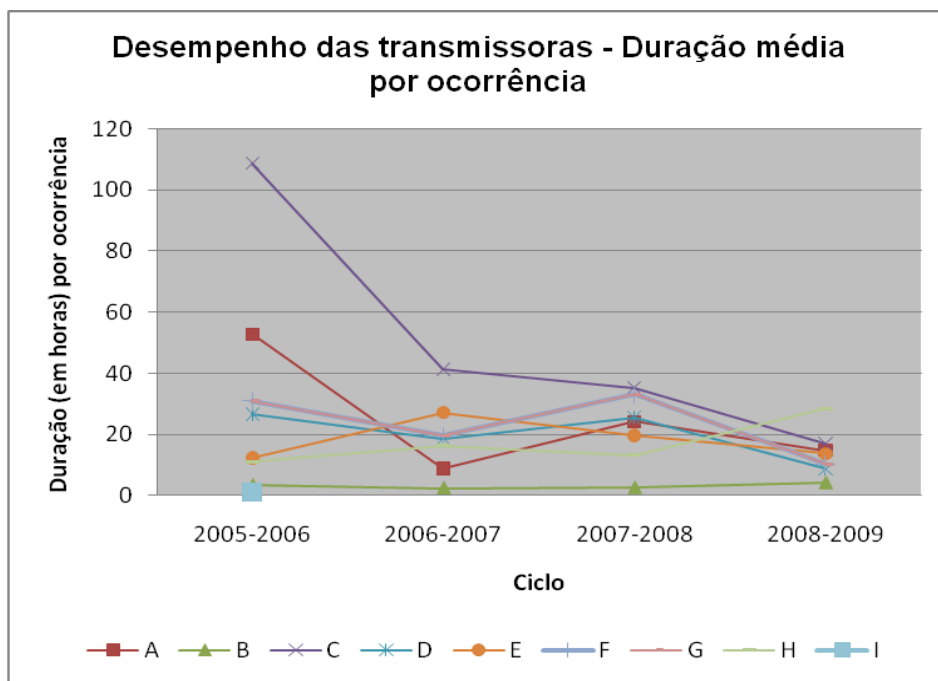


Figura 3.15 – Comparação de desempenho de transmissoras em função da duração média por ocorrência

Pela Figura 3.15 observa-se que o retorno dos equipamentos à operação tem ocorrido de forma mais rápida. Como a Figura 3.15 inclui todos os tipos de desligamentos, é importante separar os programados dos não programados. Com isso se analisa o desempenho das concessionárias para cada tipo de desligamento. As Figuras 3.16 e 3.17 realizam a separação do desempenho das transmissoras para os desligamentos programados e não programados.

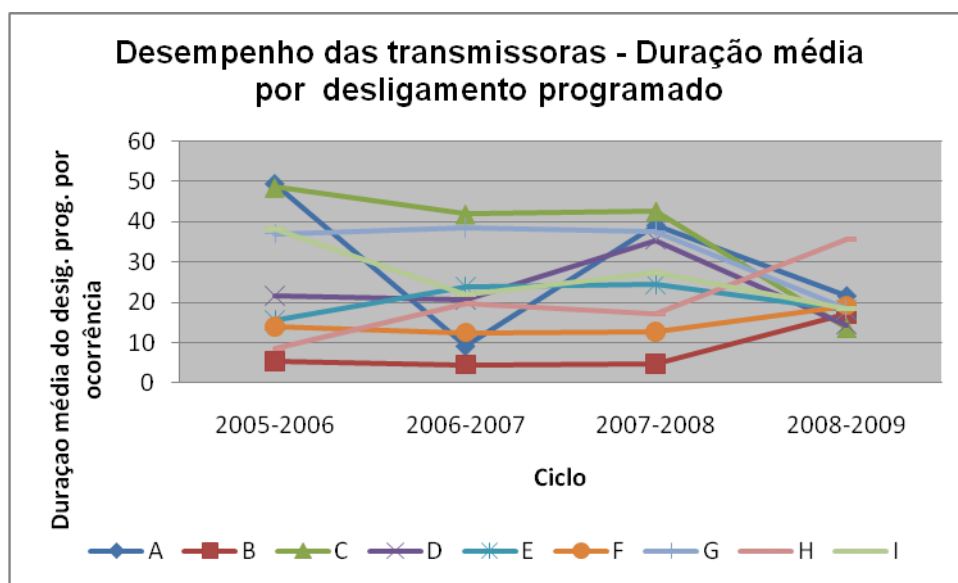


Figura 3.16 – Comparação de desempenho de transmissoras em função da duração média por desligamento programado

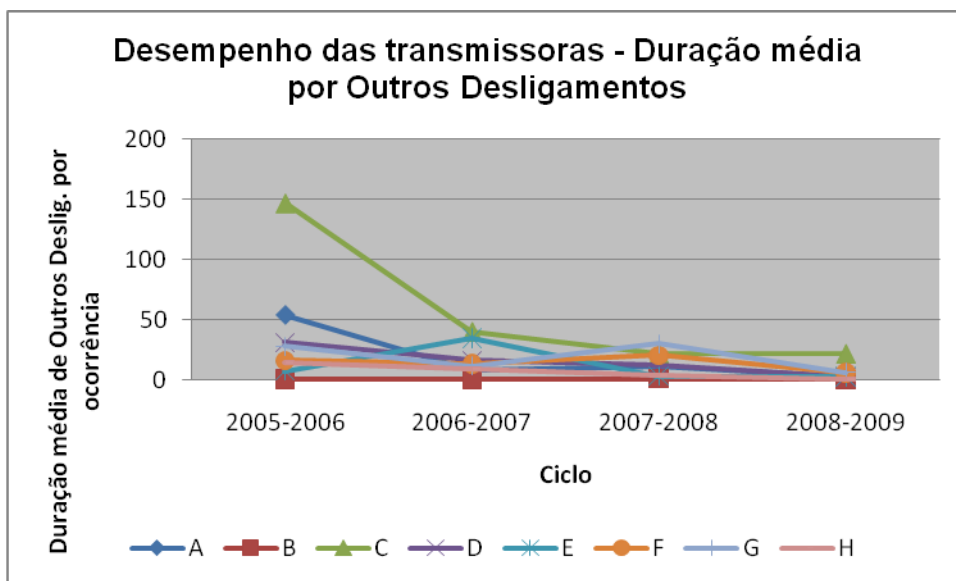


Figura 3.17 – Comparação de desempenho de transmissoras em função da duração média por Outros Desligamentos

Pela Figura 3.16 verifica-se que as transmissoras B, F e H aumentaram a duração média por desligamento programado no ciclo 2008-2009 em relação ao anterior. Com relação à duração média dos Outros Desligamentos, as transmissoras reduziram os tempos de indisponibilidades.

A Figura 3.18 mostra o desempenho das transmissoras em relação ao número de desligamentos não programados ao longo dos quatro ciclos analisados. Observa-se que existem diferenças significativas no desempenho das transmissoras. As transmissoras analisadas na Figura 3.15 a 3.17 são as mesmas da Figura 3.18.

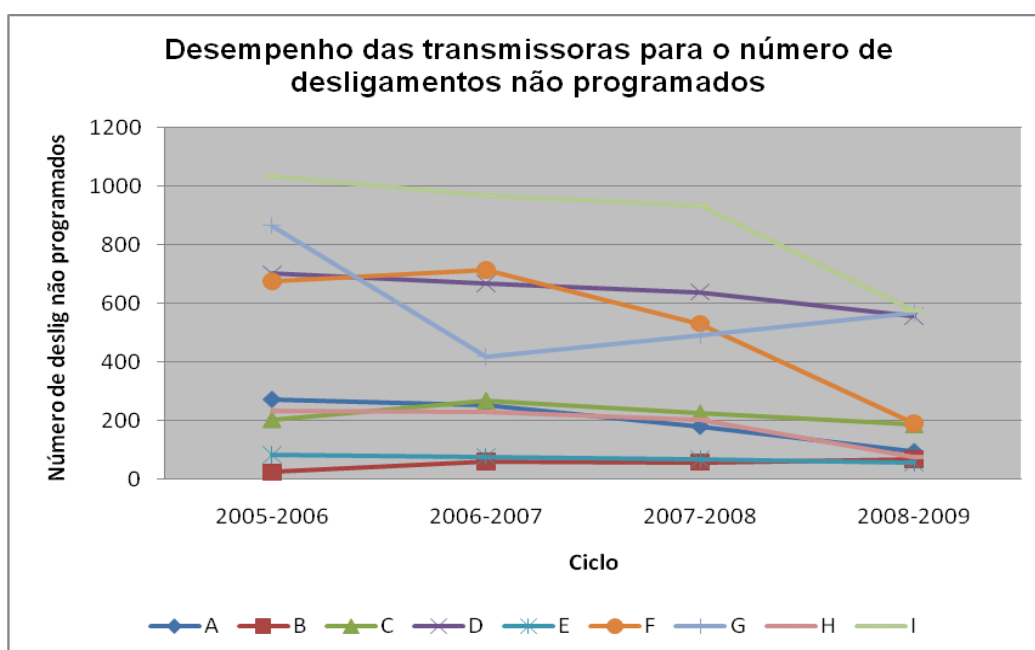


Figura 3.18 – Comparação de desempenho de transmissoras em função da quantidade de desligamentos não programados

A Figura 3.19 mostra uma comparação de desempenho no ciclo 2008-2009 entre as seis transmissoras que possuem linhas de transmissão não licitadas de 500 kV. A comparação ocorreu em função do número de desligamentos (programados ou não) em relação à quantidade de FT que cada transmissora possui para a referida família. O desconto de PV foi de 0,19% da RAP, conforme consta na Tabela 4.1. Ressalta-se que as transmissoras analisadas na Figura 3.19 não são necessariamente as mesmas da Figura 3.18.

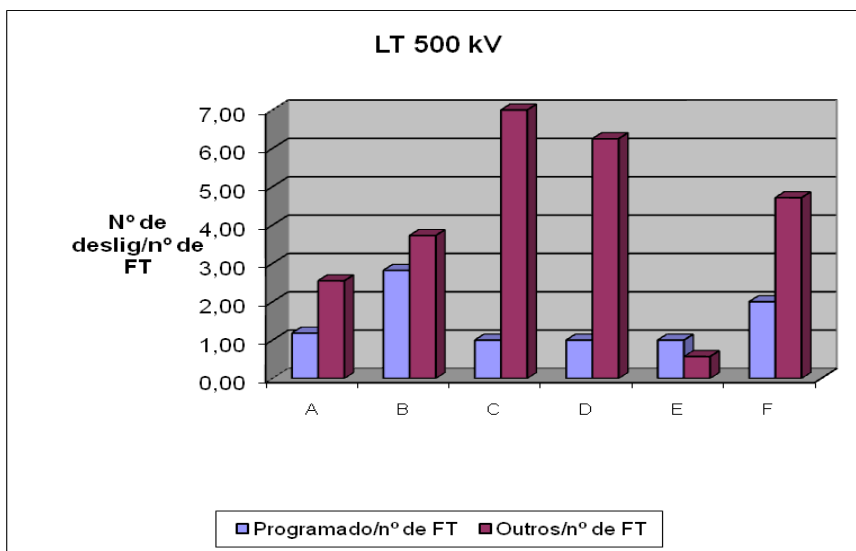


Figura 3.19 – Comparação entre transmissoras de quantidade de desligamentos por número de FT para as linhas de transmissão de 500 kV

Das seis transmissoras analisadas, somente uma (transmissora E) teve maior quantidade de desligamentos programados do que automáticos. As demais transmissoras tiveram desempenho ao contrário do que a REN nº 270/2007 sinaliza. A diferença entre o número de desligamentos não programados por quantidade de FT em relação aos programados ficou bem mais acentuada para as transmissoras C, D e F.

Um contraponto ao desempenho das transmissoras para as linhas de transmissão de 500 kV, são os resultados na Figura 3.20. A referida figura ilustra o desempenho durante o ciclo 2008-2009 das seis concessionárias que possuem reatores com nível de tensão superior a 345 kV. Ressalta-se que as transmissoras analisadas na Figura 3.20 não são necessariamente as mesmas da Figura 3.18 e 3.19.



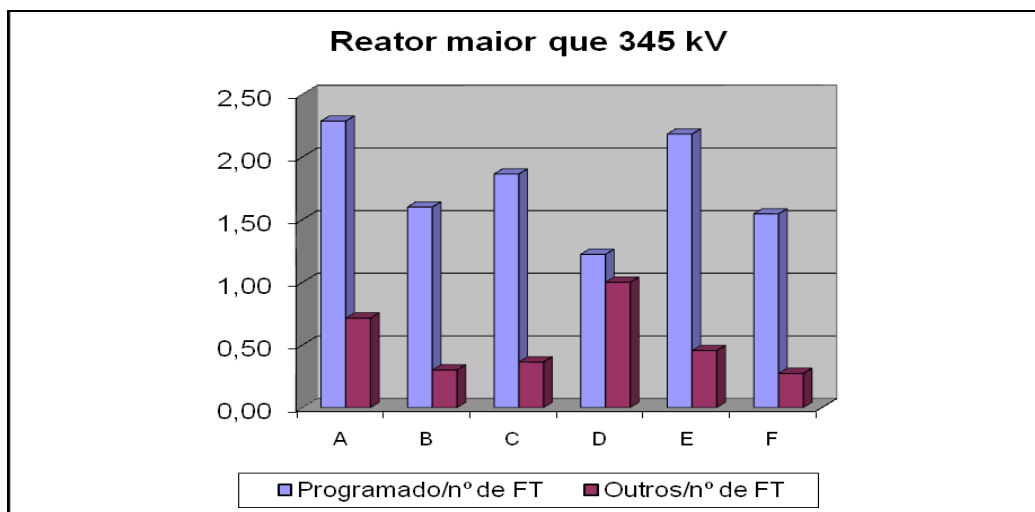


Figura 3.20 – Comparação entre transmissoras de quantidade de desligamentos por número de FT para os reatores com nível de tensão superior a 345 kV

Pela Figura 3.20 observa-se que todas as transmissoras tiveram os resultados que se desejam com a implantação do regulamento. A quantidade de desligamentos programados foram bem superiores aos desligamentos automáticos em relação à quantidade FT que cada concessionária possui. Esse tipo de gestão é favorável para evitar consequências indesejáveis ao sistema.

### 3.8 - RESUMO DOS RESULTADOS APÓS A IMPLANTAÇÃO DO REGULAMENTO

Pelas análises apresentadas neste Capítulo, observou-se uma redução de 29% das indisponibilidades após o início da aplicação da metodologia da Parcela Variável às FT não licitadas. Para se verificar se a referida redução ocorreu em função do efeito do regulamento, foi analisado o efeito dos dois tipos de desligamentos predominantes (programado e automático) no resultado geral.

Foi constatado que a referida diminuição não foi consequência apenas da implantação do regulamento, mas, na verdade, em função da redução da manutenção programada no ciclo 2008-2009. As concessionárias detentoras das instalações não licitadas anteciparam a realização de manutenções durante o período experimental de implantação da metodologia da Parcela Variável, o qual ocorreu nos meses de março a maio de 2008.

Apesar da análise do parágrafo anterior ter demonstrado que a redução das ocorrências do ciclo 2008-2009 para o anterior não foi somente uma consequência da implantação do regulamento, a metodologia que consta da REN nº 270/2007 fez com que a duração média de cada desligamento não programado das FT não licitadas tivessem uma redução significativa se comparado ao início

da aplicação do regulamento. A duração no ciclo 2007-2008 era de 22,7 horas por ocorrência enquanto no ciclo 2008-2009 a duração média dos desligamentos automáticos foi de 8 horas por cada ocorrência.

O efeito da redução da duração média de cada ocorrência já era observado antes do início da aplicação da metodologia. As concessionárias de transmissão detentoras de instalações não licitadas já tinham conhecimento de que a ANEEL estava próxima de emitir uma Resolução para estabelecer a aplicação da Parcela Variável para as instalações não licitadas.

Outro resultado importante da aplicação do regulamento foi a redução do número de desligamentos intempestivos passíveis de Parcela Variável, o que demonstra que concessionárias proprietárias das instalações antigas têm melhorado o gerenciamento dos seus ativos de forma a reduzir a quantidade de indisponibilidades na Rede Básica causadas por defeitos nos equipamentos ou erros de operação da própria concessionária.

Os resultados demonstram uma redução das indisponibilidades e um retorno mais rápido para a operação das instalações indisponíveis, o que ressalta uma melhor eficiência do serviço público prestado pelas concessionárias de transmissão, uma vez que as transmissoras são contratadas para disponibilizarem os seus ativos.

Em função da melhora do serviço prestado pelas concessionárias de transmissão, é importante propor ajustes em parâmetros da metodologia que visem a melhoria crescente do serviço prestado. A referida proposta será analisada no Capítulo 4.

## **4 - PROPOSTA DE AJUSTE EM PARÂMETROS DA METODOLOGIA DA PARCELA VARIÁVEL**

O Capítulo 3 apresentou uma análise das ocorrências na Rede Básica ao longo dos ciclos 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 e 2008-2009. Pelas análises realizadas, após o início da aplicação da metodologia da Parcela Variável às FT não licitadas, observou-se uma redução de: 29% das indisponibilidades (incluindo todas as ocorrências); 14% dos desligamentos não programados passíveis de Parcela Variável e; 65% na duração média de cada desligamento não programado.

Em função da melhora no desempenho das transmissoras não licitadas, é necessário reavaliar alguns parâmetros da metodologia (padrões de duração) de forma a incentivar às transmissoras a continuarem melhorando o seu desempenho. Apesar de os parâmetros a serem reavaliados pertencerem às transmissoras não licitadas, será ao longo do capítulo realizadas algumas comparações de desempenho com as transmissoras licitadas. O objetivo é incentivar as transmissoras com pior desempenho a convergirem os resultados para as transmissoras com melhores desempenhos.

Para verificar se no ciclo 2008-2009 os descontos de receita foram elevados, o Capítulo será iniciado com os resultados da Parcela Variável no referido ciclo para as instalações licitadas e não licitadas.

### **4.1 - RESULTADOS DA PARCELA VARIÁVEL APLICADA NO CICLO 2008-2009**

Conforme mencionado no Capítulo 2, a REN nº 270/2007 estabelece requisitos de qualidade para todas as concessionárias de transmissão. Para as instalações antigas o regulamento estabeleceu padrões de duração de desligamento (franquias), onde os descontos na receita somente são aplicados após as transmissoras terem superados os padrões estabelecidos em regulamento. Para as instalações licitadas não existem padrões de duração.

A Tabela 4.1 apresenta a porcentagem de desconto de receita para cada família de equipamentos que ocorreu no ciclo 2008-2009.

Tabela 4.1 – Descontos de receita no ciclo 2008-2009 para as instalações não licitadas e licitadas

Família de equipamentos	% de desconto de receita	
	Não Licitadas	Licitadas
Banco de Capacitores	1,07	não possui
Capacitor Série	2,17	4,06
Compensador Reativo Estático Controlável	2,70	5,85
Compensador Síncrono	1,94	não possui
Reator <= 345 kV	1,81	0,05
Reator > 345 kV	1,53	0,37
LT <= 5 km	0,91	0,08
LT de 5 km até 50 km	0,28	0,17
LT 230 kV > 50 km	0,42	0,22
LT 345 kV > 50 km	0,80	0,05
LT 440 kV > 50 km	0,03	0,26
LT 500 kV > 50 km	0,19	0,32
LT 750 kV > 50 km	1,14	não possui
Transformador <= 345 kV	0,47	0,59
Transformador > 345 kV	0,89	0,33

Pela Tabela 4.1 observa-se que os descontos aplicados foram, exceto para a compensação série e compensadores estáticos, inferiores a 2% da receita anual permitida de cada família. A REN nº 270/2007 estabelece o limite de 25% de desconto para cada FT no período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração. Para a compensação série e compensadores estáticos a ANEEL está avaliando os motivos dos descontos mais altos.

O desconto de até 2% de receita em um ciclo foi um parâmetro utilizado para balizar as simulações da metodologia quando da elaboração do regulamento. Descontos de até 2% estariam adequados, uma vez que representaria um valor inferior razoável ao percentual de Operação e Manutenção – O&M em relação à Receita Anual Permitida – RAP que a transmissora recebe para investir na manutenção dos seus ativos. Atualmente o percentual de O&M em relação à RAP que a transmissora recebe é aproximadamente 7,7%.

Parâmetros importantes da metodologia são os padrões de duração e frequência estabelecidos para as instalações não licitadas. Para fazer uma avaliação das franquias, é necessário estabelecer os referidos padrões para o ciclo 2008-2009 e compará-los com os da REN nº 270/2007.

Os padrões para o ciclo 2008-2009 serão determinados usando a mesma metodologia que se utilizou para a determinação dos padrões estabelecidos na REN nº 270/2007. O que mudará será a base de dados, uma vez que para o regulamento foram utilizados os dados estatísticos de 2000 a 2003.

A seguir será detalhado como foi o processo de cálculo dos padrões de duração e frequência para o ciclo 2008-2009.

#### **4.2 - ESTABELECIMENTO DE PADRÕES DE DURAÇÃO E FREQUÊNCIA PARA O CICLO 2008-2009**

São necessárias informações estatísticas de cada FT para que padrões (duração e frequência) sejam estabelecidos para um determinado ciclo. É fundamental conhecer as indisponibilidades de cada instalação ao longo do período analisado.

Os dados de cada FT que é preciso conhecer se referem à soma das durações de desligamentos ao longo do ciclo analisado e o número de vezes que cada instalação ficou indisponível por motivos não programados.

Para que ocorresse uma avaliação do ciclo 2008-2009, foram necessárias primeiramente dois tipos de informações: a primeira foi a relação de todas as Funções Transmissão cadastradas pelo ONS em 30 de junho de 2009 para cada família de equipamentos e a segunda foi a base de dados de desligamentos no ciclo 2008-2009.

A seguir será exemplificado como foi o processo de determinação dos padrões de duração e frequência para a família de linhas de transmissão 440 kV não licitadas. Procedimento semelhante foi realizado para as demais famílias de equipamentos.

##### **4.2.1 - Determinação dos Padrões de Duração e Frequência para a LT 440 kV**

A Tabela 4.2 relaciona as linhas de transmissão 440 kV não licitadas cadastradas pelo ONS em 30 de junho de 2009, ou seja, instalações que constam no CPST das transmissoras na referida data.

Tabela 4.2 – Relação de linhas de transmissão 440 kV não licitadas cadastradas pelo ONS em 30 de junho de 2009

<b>Relação de LT 440 kV não licitadas cadastradas</b>
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2/EMBU-GUACU C-1 SP
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP

A Tabela I que consta no Apêndice mostra a base de dados enviada pelo ONS relativa aos desligamentos das linhas de transmissão não licitadas de 440 kV. Constam para cada desligamento as seguintes informações: nome da linha de transmissão indisponível; transmissora proprietária da LT; data do início da ocorrência; classificação do estado operativo; e a duração (em horas) da indisponibilidade.

Como a análise do desempenho das transmissoras está focada no ciclo 2008-2009, a Tabela 4.3 mostra a base de dados somente para os desligamentos ocorridos no referido ciclo.

Tabela 4.3 – Relação de desligamentos de linhas de transmissão 440 kV ocorridos no ciclo 2008-2009

Relação das LT 440 kV que ficaram indisponíveis	Agente Proprietário	Data Início	Estado Operativo	Duração Real (horas)
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	12/7/2008	DPR	6,12
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	13/7/2008	DPR	16,13
LT 440 kV GERDAU SP/EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	13/7/2008	DPR	0,90
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	17/7/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ARARAQUARA/SANTO ANGELOC-1 SP	CTEEP	21/7/2008	DPR	5,32
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	27/7/2008	DPR	11,92
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	29/7/2008	DPR	2,65
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	29/7/2008	DAU	0,07
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	3/8/2008	DAU	0,02
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	5/8/2008	DAU	0,02
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	7/8/2008	DAU	0,02
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	11/8/2008	DEM	0,30
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	19/8/2008	DPR	4,90
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	22/8/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	24/8/2008	DPR	9,32
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	30/8/2008	DAU	0,02
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	31/8/2008	DPR	11,90
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	3/9/2008	DAU	0,03
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	5/9/2008	DAU	0,02
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	10/9/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	11/9/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	11/9/2008	DAU	0,08
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	11/9/2008	DAU	0,02
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	14/9/2008	DPR	11,85
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	14/9/2008	DPR	1,40
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	21/9/2008	DPR	11,62
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	22/9/2008	DAU	0,02
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	30/9/2008	DPR	5,20
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	1/10/2008	DPR	6,32
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	2/10/2008	DPR	6,70
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	3/10/2008	DPR	3,42
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	3/10/2008	DPR	6,30
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	4/10/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	16/10/2008	DAU	0,08
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	21/10/2008	DPR	3,50
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	22/10/2008	DPR	2,85
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	25/10/2008	DAU	0,12
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	26/10/2008	DAU	0,02
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	27/10/2008	DAU	2,03
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	27/10/2008	DAU	1,07
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	259,33
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	116,33
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,07
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,05
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,33
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,10
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,08
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,02

LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	9/11/2008	DPR	7,78
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	13/11/2008	DAU	0,02
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	15/11/2008	DPR	12,12
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	16/11/2008	DPR	10,75
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	16/11/2008	DPR	7,30
LT 440 kV EMBU-GUACU/SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	20/11/2008	DPR	4,40
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	23/11/2008	DPR	9,13
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	23/11/2008	DPR	6,75
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	2/12/2008	DAU	0,02
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	6/12/2008	DAU	0,07
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	6/12/2008	DAU	4,12
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	13/12/2008	DPR	10,35
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	14/12/2008	DPR	10,98
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	16/12/2008	DPR	6,00
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	17/12/2008	DPR	6,43
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	18/12/2008	DPR	5,03
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	20/12/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	21/12/2008	DAU	0,03
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	25/12/2008	DAU	0,02
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	30/12/2008	DPR	1,77
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	9/1/2009	DAU	0,02
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	11/1/2009	DPR	34,78
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	11/1/2009	DPR	5,98
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	13/1/2009	DPR	12,50
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	14/1/2009	DPR	10,72
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	14/1/2009	DAU	0,02
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	15/1/2009	DPR	10,03
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	18/1/2009	DPR	10,92
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	19/1/2009	DPR	11,32
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	20/1/2009	DPR	11,33
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	21/1/2009	DPR	10,67
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	22/1/2009	DPR	11,55
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	25/1/2009	DPR	12,87
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	25/1/2009	DPR	7,45
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	1/2/2009	DPR	14,50
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	5/2/2009	DPR	4,55
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	6/2/2009	DPR	4,17
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	8/2/2009	DAU	0,02
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	15/2/2009	DPR	7,22
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	18/2/2009	DAU	0,02
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	20/2/2009	DPR	0,73
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	21/2/2009	DPR	9,92
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	22/2/2009	DAU	0,02
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	8/3/2009	DPR	9,82
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	14/3/2009	DPR	11,90
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	15/3/2009	DPR	11,45
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	22/3/2009	DPR	4,55
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	5/4/2009	DPR	4,03
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	6/4/2009	DAU	164,30
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	6/4/2009	DAU	143,77
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	16/4/2009	DPR	4,12
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	17/4/2009	DPR	4,05



LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	18/4/2009	DPR	10,42
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	19/4/2009	DPR	2,22
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	19/4/2009	DPR	10,03
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	1/5/2009	DPR	6,35
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	7/5/2009	DPR	1,80
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	15/5/2009	DAU	1,52
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	15/5/2009	DAU	1,52
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	31/5/2009	DPR	8,03
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	31/5/2009	DPR	6,78
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	6/6/2009	DPR	10,53
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	7/6/2009	DPR	9,53
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	13/6/2009	DPR	56,93
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	20/6/2009	DPR	36,28
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	23/6/2009	DPR	0,28
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	24/6/2009	DPR	0,22
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	24/6/2009	DAU	0,07
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	24/6/2009	DEM	3,38
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	28/6/2009	DPR	9,87

A partir da Tabela 4.3, foi realizada, em função do estado operativo de cada ocorrência, uma separação dos desligamentos programados dos Outros Desligamentos (todos os desligamentos que não são programados). As Tabelas II e III do Apêndice mostram, respectivamente, a relação das ocorrências nas LT 440 kV causadas por desligamentos programados e Outros Desligamentos para o ciclo 2008-2009. Nas referidas tabelas foram incorporadas as informações da Tabela 4.2, ou seja, a relação das linhas de transmissão 440 kV cadastradas pelo ONS (existentes) .

A partir da Tabela II do Apêndice foram verificadas as durações em cada indisponibilidade para cada FT cadastrada. Com isso obtém-se a informação de quantas horas cada FT ficou indisponível no ciclo 2008-2009 em função dos desligamentos programados. A Tabela 4.4 ilustra os resultados.

Tabela 4.4 – Quantidade de horas de desligamentos programados no ciclo 2008-2009 para cada LT 440 kV cadastrada

<b>Relação de LT 440 kV cadastradas</b>	<b>Quantidade de horas utilizadas no ciclo para desligamentos programados</b>
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	0
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	0
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	0
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	0
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	0

LT 440 kV CIA.B.ALUM.2 /EMBU-GUACU C-1 SP	0
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	0
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	0
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	0
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	0
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	4,17
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	4,48
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	4,55
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	5,32
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	7,30
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	8,17
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	10,75
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	10,78
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	12,47
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	13,17
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	20,07
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	21,23
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	26,43
LT 440 kV TAOUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	31,30
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	43,33
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	45,37
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	57,62
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	57,93
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	66,80
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	86,62
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	99,65



As FT abaixo da linha vermelha foram excluídas pelo critério do expurgo.

As FT abaixo da linha amarela não atenderam os padrões da REN nº 270/2007 (38 horas).

FT abaixo da linha verde não atenderam os padrões do ciclo 2008-2009 (16,62 horas).

A partir da Tabela 4.4 foram expurgados da análise 5% das FT com piores desempenhos (durações mais elevadas). Significa não considerar as interrupções atípicas, as de caráter espúrio, as que não caracterizam a aferição de desempenho, bem como aquelas que não são consideradas na apuração do indicador. Em seguida foi calculado o valor de duração que corresponde ao percentil de 70% da distribuição da Tabela 4.4. O valor resultante foi de 16,62 horas. Portanto 70% das linhas de transmissão de 440 kV utilizaram menos de 16,62 horas com desligamentos programados ao longo do ciclo.

A escolha dos 70% foi em função de ser igual à realizada para o cálculo dos padrões na REN nº 270/2007. O objetivo era que 30% das FT tivessem seu desempenho melhorados. Esse valor foi escolhido por ser um parâmetro inicial para que uma parte das instalações com piores desempenhos fosse melhorada.

Análise semelhante foi realizada para Outros Desligamentos, porém a informação do indicador de frequência também era importante. A partir da Tabela III que consta do Apêndice foram verificadas quantas vezes cada FT cadastrada ficou indisponível e a soma de durações correspondente. Com isso, obteve-se as informações de quantas horas cada FT ficou indisponível no ciclo 2008-2009 em função dos Outros Desligamentos e número de desligamentos no período. As Tabelas 4.5 e 4.6 ilustram os resultados.

Tabela 4.5 – Quantidade de horas de Outros Desligamentos no ciclo 2008-2009 para cada LT 440 kV cadastrada

Relação de LT 440 kV existentes	Quantidade de horas de indisponibilidade de cada FT no ciclo
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	0
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	0
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	0
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	0
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	0
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	0
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2/EMBU-GUACU C-1 SP	0
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	0
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	0
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	0
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	0
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	0
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	0,02
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	0,02
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	0,03
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	0,03
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	0,05
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	0,05
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	0,07
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	0,15
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	0,18
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	0,18
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	0,48
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	0,65
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	1,55
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	3,17
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	4,18
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	116,37
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	143,8
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	165,82
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	259,35




As FT abaixo da linha vermelha foram excluídas pelo critério do expurgo.


As FT abaixo da linha amarela não atenderam os padrões da REN nº 270/2007 (2,8 horas).


 FT abaixo da linha verde não atenderam os padrões do ciclo 2008-2009 (0,17 horas).

Tabela 4.6 – Número de vezes no ciclo 2008-2009 que cada LT 440 kV cadastrada ficou indisponível por motivos não programados

Relação de LT 440 kV existentes	Nº de vezes que cada LT desligou por motivos não programados
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	0
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	0
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	0
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	0
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	0
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	0
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2/EMBU-GUACU C-1 SP	0
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	0
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	0
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	0
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	0
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	0
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	1
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	1
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	1
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	2
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	2
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	2
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	2
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	2
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	2
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	2
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	3
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	3
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	3
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	3
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	3
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	3
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	3
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	4
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	5

 As FT abaixo da linha vermelha foram excluídas pelo critério do expurgo.

 As FT abaixo da linha amarela não atenderam os padrões da REN nº 270/2007 (3 desligamentos não programados no ciclo).

 FT abaixo da linha verde não atenderam os padrões do ciclo 2008-2009 (3 desligamentos não programados no ciclo).

A partir da Tabela 4.5 foram expurgados da análise 5% das FT com piores desempenhos (durações mais elevadas). Significa não considerar as interrupções atípicas, as de caráter espúrio,

as que não caracterizam a aferição de desempenho, bem como aquelas que não são consideradas na apuração do indicador. Em seguida foi calculado o valor de duração que corresponde ao percentil de 70% da distribuição da Tabela 4.5. O valor resultante foi de 0,17 horas. Portanto 70% das linhas de transmissão de 440 kV ficaram indisponíveis menos de 0,17 horas com desligamentos não programados ao longo do ciclo.

As justificativas para expurgo de 5% e escolha dos 70% são semelhantes às considerações realizadas para os desligamentos programados (análise da Tabela 4.4).

Em seguida, com base na Tabela 4.6, foi calculado o valor de frequência que corresponde ao percentil de 95%. O valor resultante foi de 3 desligamentos não programados no ciclo. Portanto 95% das linhas de transmissão de 440 kV ficaram indisponíveis até 3 vezes por motivos não programados ao longo do ciclo.

A Figura 4.1 ilustra a distribuição estatística para determinação dos padrões de duração de desligamentos programados e não programados com base no percentil de 70% da porcentagem de FT. Para o exemplo de determinação dos padrões para as LT 440 kV, os valores foram de 16,62 e 0,17 horas por ciclo, ou seja, 70% das LT 440 kV tiveram desempenho melhores do que os referidos valores.

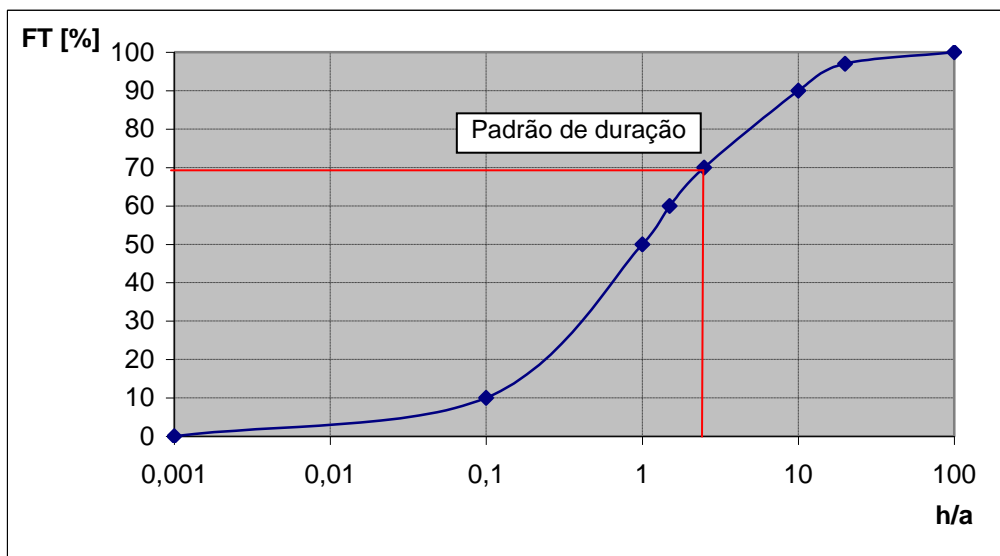


Figura 4.1 – Distribuição estatística para determinação do padrão de duração de desligamentos programados e não programados

A Figura 4.2 ilustra a distribuição estatística para determinação dos padrões de frequência com base no percentil de 95% da porcentagem de FT. Para o exemplo de determinação dos padrões para as LT 440 kV, os valores foram de 3 desligamentos não programados no ciclo, ou seja, 95% das LT 440 kV tiveram desempenho melhores ou iguais ao referido valor.

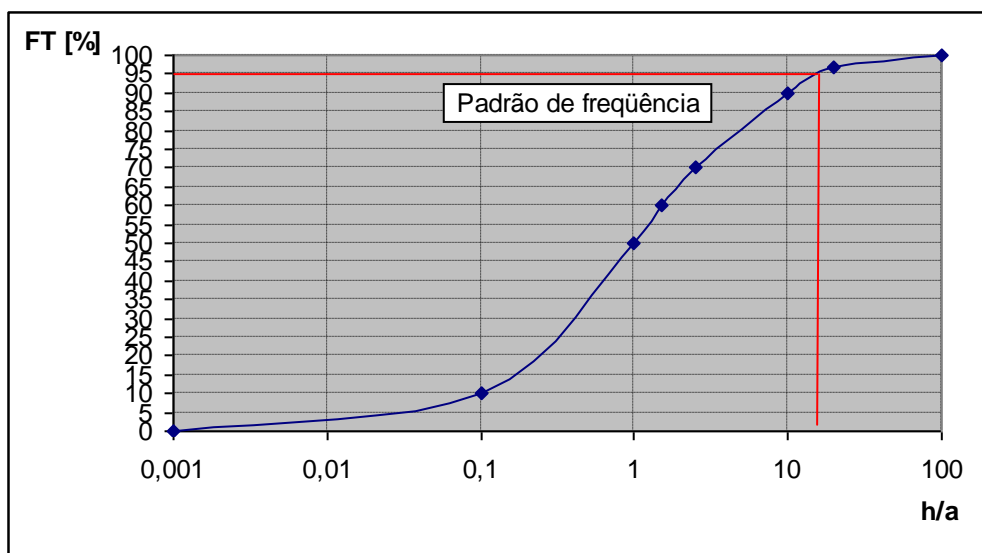


Figura 4.2 – Distribuição estatística para determinação do padrão de frequência de outros desligamentos

A Tabela 4.7 resume os resultados dos padrões de duração e frequência que constam no regulamento e novos valores obtidos para o ciclo 2008-2009 para as linhas de transmissão não licitadas 440 kV. O que mudou no estabelecimento dos padrões foi a base de dados de 2000 a 2003 para o ciclo 2008-2009.

Tabela 4.7 – Padrões de Duração e Frequência de LT 440 kV que constam no regulamento e no ciclo 2008-2009

Função Transmissão	Família de Equipamentos	Padrão de Duração (Resolução)		Padrão de Duração (Ciclo 2008-2009)		Padrão de Frequência (Resolução)	Padrão de Frequência (Ciclo 2008-2009)
		Programado (horas)	Outros (horas)	Programado (horas)	Outros (horas)	Outros Desligamentos	Outros Desligamentos
LT	440 kV	38	2,8	16,62	0,17	3	3

Com o percentil de 70% para a distribuição estatística do ciclo 2008-2009 indicando valores inferiores aos padrões estabelecidos em regulamento, é porque uma porcentagem superior a 70% das linhas de 440 kV utilizaram os valores estabelecidos em regulamento.

A porcentagem de linhas de 440 kV que utilizaram 38 horas de desligamentos programados e 2,8 horas de Outros Desligamentos são, respectivamente, 83,5% e 88,2%. Com isso as transmissoras detentoras de linhas de transmissão de 440 kV melhoraram o desempenho de 13,5% das FT em relação aos desligamentos programados. Para os Outros Desligamentos houve melhora de 18,2%.

Uma vez calculados os padrões para a família de LT 440 kV tendo como referência a base de dados do ciclo 2008-2009, falta determinar os padrões para as demais famílias de equipamentos.

#### 4.2.2 - Análise dos Padrões de Duração para o ciclo 2008-2009

A partir de resultados obtidos conforme apresentado na Tabela 4.7 (resultados que tiveram como base de dados os desligamentos ocorridos no ciclo 2008-2009 para a LT 440 kV não licitadas), foi realizada uma análise semelhante para todas as demais famílias de equipamentos que constam na REN nº 270/2007.

A Tabela 4.8 apresenta para cada família de equipamentos as durações de desligamentos programados e Outros Desligamentos que correspondem ao percentil de 70% das distribuições estatísticas da base de dados do ciclo 2008-2009. O indicador de 70% representa que as instalações ficaram desligadas no máximo os valores apresentados. Também é mostrada uma comparação com os padrões determinados para cada família na REN nº 270/2007.

Tabela 4.8 – Padrões de Duração que constam no regulamento e no ciclo 2008-2009

Função Transmissão		Família de Equipamentos	Padrão de Duração (Resolução)		Padrão de Duração Não Licitadas (Ciclo 2008-2009)	
			Programado (horas)	Outros (horas)	Programado (horas)	Outros (horas)
LT		<= 5km (*)	26	0,5	5,99	0
		>5 km e <= 50 km (*)	26	1,4	10,39	0,07
		> 50 km				
		230 kV	21	2,5	9,23	0,43
		345 kV	21	1,5	12,28	0,84
		440 kV	38	2,8	16,62	0,17
		500 kV	38	2,3	11,91	0,2
		750 kV	38	2,3	12,71	0,71
TR		<=345 kV	21	2	8,80	0,08
		> 345 kV	27	2	12,40	1,12
CR	REA	<=345 kV	58	2	7,83	0
		> 345 kV	26	2	14,93	0

	CRE	(*)	73	34	16,18	32,41
	CSI	(*)	666	17	112,37	14,04
	BC	(*)	46	3	12,04	0,18
	CSE	(*)	20	6	16,42	1,65

(\*) qualquer nível de tensão

Portanto a Tabela 4.8 foi construída com a mesma metodologia empregada na elaboração dos padrões estabelecidos em regulamento (determinação do percentil de 70%), apenas substituindo a base de dados utilizada de 2000 a 2003 pela base de dados de 2008-2009.

Observando a comparação de valores apresentados na Tabela 4.8, verifica-se que todos os valores estatísticos da base de dados do ciclo 2008-2009 foram inferiores aos valores estabelecidos em regulamento para cada família. Isso mostra que mais de 70% das instalações não licitadas em cada família utilizaram no máximo os padrões estabelecidos em regulamento.

Os valores deveriam realmente ser inferiores aos padrões que constam da REN nº 270/2007, uma vez que no Capítulo 3 foi demonstrado uma melhora no desempenho das transmissoras.

Quando se elaborou o regulamento tinha-se o objetivo inicial de que 30% das FT melhorassem o seu desempenho, para que posteriormente a ANEEL reavaliasse os parâmetros da metodologia. É importante determinar a porcentagem de FT de cada família que utilizaram os padrões estabelecidos. A Tabela 4.9 ilustra os resultados:

Tabela 4.9 – Porcentagem de FT que utilizaram no máximo os valores dos padrões estabelecidos no regulamento

Função Transmissão	Família de Equipamentos	Padrão de Duração Não Licitadas (Ciclo 2008-2009)		Percentil para atender ao padrão da REN - Não Licitadas	
		Programado (horas)	Outros (horas)	Programado	Outros
LT	<= 5km (*)	5,99	0	96,3%	93,2%
	>5 km e <= 50 km (*)	10,39	0,07	92,9%	91,6%
	> 50 km				
	230 kV	9,23	0,43	90,6%	88,7%
	345 kV	12,28	0,84	85,0%	80,5%
	440 kV	16,62	0,17	83,5%	88,2%
	500 kV	11,91	0,2	96,1%	92,7%
	750 kV	12,71	0,71	100,0%	87,1%
TR	<=345 kV	8,80	0,08	93,4%	93,8%
	> 345 kV	12,4	1,12	89,0%	87,0%
CR	REA <=345 kV	7,83	0	99,1%	82,1%



		> 345 kV	14,93	0	83,0%	89,7%
	CRE	(*)	16,18	32,41	100,00%	74,6%
	CSI	(*)	112,37	14,04	96,90%	80,4%
	BC	(*)	12,04	0,18	100,00%	92,0%
	CSE	(*)	16,42	1,65	80,80%	80,6%

(\*) qualquer nível de tensão

Por exemplo, na família das linhas de transmissão com comprimento menor ou igual a 5 km, 96,3% das linhas utilizaram até 26 horas de desligamentos programados no ciclo (valor do padrão estabelecido em regulamento). Somente 3,7% das linhas que pertencem à referida família gastaram mais do que os padrões e portanto tiveram desconto de receita. Com isso 26,3% das referidas linhas melhoraram o seu desempenho a partir da aplicação da Parcela Variável.

Outro exemplo são os compensadores estáticos, onde 100% dos referidos equipamentos não superaram o padrão de desligamentos programados estabelecido. Neste caso 30% das instalações melhoraram o seu desempenho em relação aos desligamentos programados.

A partir da Tabela 4.9, as Tabelas 4.10 e 4.11 apresentam, respectivamente, a porcentagem de instalações dentro de cada família que melhoraram o seu desempenho em relação aos desligamentos programados e Outros Desligamentos. Ressalta-se que o valor máximo seria 30%.

Tabela 4.10 – Porcentagem de instalações que melhoraram o desempenho em relação aos desligamentos programados

Função Transmissão		Família de Equipamentos	Porcentagem de instalações que melhoraram o desempenho
LT		<= 5km (*)	26,3%
		>5 km e <= 50 km (*)	22,9%
		> 50 km	
		230 kV	20,6%
		345 kV	15,0%
		440 kV	13,5%
		500 kV	26,1%
		750 kV	30,0%
TR		<=345 kV	23,4%
		> 345 kV	19,0%
CR	REA	<=345 kV	29,1%
		> 345 kV	23,0%
	CRE	(*)	30,0%
	CSI	(*)	26,9%
	BC	(*)	30,0%
	CSE	(*)	20,8%

(\*) qualquer nível de tensão

Tabela 4.11 – Porcentagem de instalações que melhoraram o desempenho em relação aos Outros Desligamentos

Função Transmissão		Família de Equipamentos	Porcentagem de instalações que melhoraram o desempenho
LT		<= 5km (*)	23,2%
		>5 km e <= 50 km (*)	21,6%
		> 50 km	
		230 kV	18,7%
		345 kV	10,5%
		440 kV	18,2%
		500 kV	22,7%
		750 kV	17,1%
TR		<=345 kV	23,8%
		> 345 kV	17,0%
CR	REA	<=345 kV	12,1%
		> 345 kV	19,7%
	CRE	(*)	4,6%
	CSI	(*)	10,4%
	BC	(*)	22,0%
	CSE	(*)	10,6%

(\*) qualquer nível de tensão

O que se conclui dos resultados das Tabelas 4.10 e 4.11 é que após o início de aplicação da metodologia da Parcela Variável as instalações antigas tiveram seu desempenho melhorados significativamente. Os dados podem sugerir que os padrões inicialmente previstos (com base no desempenho das FT no período 2000 a 2003) estejam muito folgados podendo, eventualmente, o regulador reajustar os padrões com base nos novos dados.

Cabe ao regulador acompanhar a evolução do desempenho das transmissoras para que os padrões estabelecidos estejam adequados e que o sinal econômico da Parcela Variável seja eficiente. Uma vez que as transmissoras melhoraram o seu desempenho, deve-se analisar como seriam repartidos esses ganhos entre as transmissoras detentoras das instalações não licitadas e os usuários do sistema (consumidores livres e distribuidoras). Do ponto de vista dos usuários do sistema os inúmeros desligamentos programados e intempestivos na Rede Básica acarretam prejuízos à operação do sistema, principalmente os não programados.

Uma vez analisados os padrões de duração de desligamentos programados e Outros Desligamentos para o ciclo 2008-2009, serão analisados os padrões de Frequência.

### 4.2.3 - Análise dos Padrões de Frequência

A partir de resultados obtidos conforme apresentado na Tabela 4.7 (indicadores de frequência para as LT 440 kV no ciclo 2008-2009), foi realizada uma distribuição estatística para cada família de equipamentos que consta em regulamento, considerando os indicadores de frequência de Outros Desligamentos. Para analisar os indicadores de frequência de Outros Desligamentos tendo como referência a base de dados do ciclo 2008-2009, foi adotado o mesmo procedimento realizado para estabelecer os padrões da REN nº 270/2007. Foi determinado o valor que indica que 95% das instalações atingem este padrão. A Tabela 4.12 apresenta os resultados:

Tabela 4.12 – Padrão de Frequência do ciclo 2008-2009

			Padrão de Frequência (Resolução)	Padrão de Frequência Não Licitadas (Ciclo 2008-2009)
Função Transmissão		Família de Equipamentos	Outros	Outros
LT		<= 5km (*)	1	1
		>5 km e <= 50 km (*)	1	3
		> 50 km		
		230 kV	4	6
		345 kV	3	6
		440 kV	3	3
		500 kV	4	10,3
		750 kV	4	4
TR		<=345 kV	1	2
		> 345 kV	1	2
CR	REA	<=345 kV	1	1
		> 345 kV	1	2
	CRE	(*)	3	19,2
	CSI	(*)	3	6
	BC	(*)	3	3
	CSE	(*)	3	16,6

(\*) qualquer nível de tensão

Pela Tabela 4.12 observa-se que das 15 famílias de equipamentos, 10 tiveram o indicador acima dos valores estabelecidos em regulamento, valores estes destacados em vermelho. O objetivo do regulamento era que 5% das instalações melhorassem o indicador. Porém a Tabela 4.12 mostra que isto não ocorreu, pois em 10 famílias houve piora no número de vezes que uma FT desligou por motivos não programados.

Apesar da Tabela 4.12 ter mostrado que o regulamento não fez com que a frequência de Outros Desligamentos fosse reduzida, as transmissoras não licitadas estão sendo mais rápidas no retorno de seus ativos para a operação. O efeito positivo foi a redução da duração de cada indisponibilidade, conforme demonstrado no Capítulo 3.

Em uma primeira análise os indicadores de frequência estabelecidos no regulamento estariam muito severos. Mesmo com a aplicação da Parcela Variável e redução das durações dos desligamentos, conforme demonstrado no Capítulo 3, a frequência foi superada em 66% das famílias.

O regulamento estabelece que quando o número de Outros Desligamentos de uma FT ultrapassar o correspondente Padrão de Frequência de Outros Desligamentos, apurado no período contínuo de doze meses anteriores ao da ocorrência, incluindo este, poderá ser caracterizado o descumprimento das disposições regulamentares relativas ao nível de qualidade dos serviços de energia elétrica. O ONS apura este parâmetro e informa à ANEEL para fins de fiscalização e aplicação da Resolução Normativa ANEEL nº 63, de 2004 [17].

Com a ação da fiscalização espera-se que a transmissora consiga envidar esforços para melhorar o indicador de frequência. Porém as concessionárias de transmissão que superaram o indicador de frequência não foram fiscalizadas durante o ciclo 2008-2009. Isso ocorreu em função da ANEEL ter que esperar o ONS consolidar os resultados de um ciclo. Em seguida é que a Agência conseguiu iniciar o processo de fiscalização e todo o procedimento estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 063/2004. Somente no meio do ciclo 2009-2010 a ANEEL iniciou as etapas de notificações junto às transmissoras para verificar as razões dos indicadores terem sido superados.

Ao contrário do processo de fiscalização que somente ocorre após o encerramento dos resultados de um ciclo (não ocorre de forma imediata à superação do padrão), a Parcela Variável aplica um desconto mensal na receita da transmissora. Nessa base mensal obtém-se maior eficácia do sinal econômico na melhoria dos processos de gestão das transmissoras visando obter a maior disponibilidade dos seus ativos no menor tempo, requerendo para isso gestões apropriadas quanto ao fluxo financeiro.

Portanto as transmissoras ainda não sofreram um processo de fiscalização por parte da ANEEL para que possam melhorar a sua gestão e que resulte na otimização da frequência de Outros

Desligamentos. Em função do exposto, a proposta deste trabalho é que os padrões de frequência de Outros Desligamentos não sejam alterados. Deve-se verificar se as transmissoras irão melhorar o desempenho após a ação de fiscalização da ANEEL. Caso não ocorra uma melhora, deveria ser reavaliado o padrão de frequência de Outros Desligamentos.

### 4.3 - PROPOSTA DE AJUSTES NOS PADRÕES DE DURAÇÃO DE DESLIGAMENTOS

#### 4.3.1 - Comparação do desempenho das instalações licitadas e não licitadas para o ciclo 2008-2009

Para se ter uma proposta de aperfeiçoamento dos padrões de duração de desligamentos, é importante realizar uma comparação da distribuição estatística de desligamentos entre as instalações licitadas e não licitadas. Ressalta-se que como o estabelecimento dos padrões ocorre somente para as instalações não licitadas, conforme razões detalhadas no Capítulo 2, a análise da distribuição estatística para as instalações licitadas é meramente para fins de comparação com o desempenho das instalações antigas. Para proposição de novos padrões a base de desligamentos analisada deve ser apenas das instalações não licitadas.

A Tabela 4.13 mostra os padrões de duração para as instalações licitadas e não licitadas tendo como base os desligamentos ocorridos no ciclo 2008-2009. Os valores obtidos da Tabela 4.13 indicam que 70% das FT de cada família ficaram indisponíveis ao longo do ciclo até o valor determinado. Os valores referentes às instalações não licitadas são os mostrados na Tabela 4.9.

Tabela 4.13 – Padrões de duração para as instalações licitadas e não licitadas tendo como base os desligamentos ocorridos no ciclo 2008-2009

Função Transmissão	Família de Equipamentos	Padrão de Duração Não Licitadas		Padrão de Duração Licitadas	
		Programado (horas)	Outros (horas)	Programado (horas)	Outros (horas)
LT	<= 5km (*)	5,99	0	12,62	0,32
	>5 km e <= 50 km (*)	10,39	0,07	0,00	0,00
	> 50 km				
	230 kV	9,23	0,43	0	1,28
	345 kV	12,28	0,84	0	0,16
	440 kV	16,62	0,17	14,08	8,93
	500 kV	11,91	0,2	9,14	0,1
	750 kV	12,71	0,71	**	**

TR		<=345 kV	8,80	0,08	0	0
		> 345 kV	12,4	1,12	8,23	0
CR	REA	<=345 kV	7,83	0	1,19	0
		> 345 kV	14,93	0	9,53	0
	CRE	(*)	16,18	32,41	26,83	1,62
	CSI	(*)	112,37	14,04	**	**
	BC	(*)	12,04	0,18	**	**
	CSE	(*)	16,42	1,65	17,78	4,94

(\*) qualquer nível de tensão

(\*\*) não existe equipamento licitado

Uma questão relevante é o desempenho das famílias das compensações série licitados. Há alguns equipamentos que possuem valores elevados de desligamentos e estão distorcendo os valores de toda a família. Das 30 compensações série instaladas na Rede Básica, seis estão com valores bem superiores às demais e distorcem os resultados da família. Excluindo esses seis equipamentos, os resultados ficam aderentes aos padrões estabelecidos. Dos seis equipamentos, cinco pertencem à concessionária do trecho 2 da Interligação Norte-Sul III. A família da compensação série possui características particulares de desempenho que estão sendo analisadas pela ANEEL.

Outra particularidade dos resultados da Tabela 4.13 são os relacionados às linhas licitadas com comprimento menor ou igual a 5 km, linhas de transmissão licitadas de 440 kV e compensadores estáticos licitados. Como existem somente 4 linhas licitadas com comprimento menor ou igual a 5 km, 2 linhas de transmissão licitadas de 440 kV e 1 compensador estático licitado, o universo estatístico fica prejudicado, e portanto não devem ser analisados em conjunto com as demais famílias.

Excluindo as famílias analisadas nos dois parágrafos anteriores, tem-se a Tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Padrões de duração para as instalações licitadas e não licitadas tendo como base os desligamentos ocorridos no ciclo 2008-2009 (excluindo CRE, CSE, LT 440 kV e LT menor ou igual a 5 km)

Função Transmissão	Família de Equipamentos	Padrão de Duração Não Licitadas		Padrão de Duração Licitadas	
		Programado (horas)	Outros (horas)	Programado (horas)	Outros (horas)
LT	>5 km e <= 50 km (*)	10,39	0,07	0,00	0,00
	> 50 km				
	230 kV	9,23	0,43	0	1,28

		345 kV	12,28	0,84	0	0,16
		500 kV	11,91	0,2	9,14	0,1
TR		<=345 kV	8,80	0,08	0	0
		> 345 kV	12,4	1,12	8,23	0
CR	REA	<=345 kV	7,83	0	1,19	0
		> 345 kV	14,93	0	9,53	0

(\*) qualquer nível de tensão

A Tabela 4.14 mostra que para os desligamentos programados todas as instalações licitadas tiveram desempenho superior às não licitadas. Para os Outros Desligamentos as instalações licitadas foram superiores ou iguais em 7 das 8 famílias. Portanto, verifica-se que o desempenho das transmissoras licitadas estão claramente melhores que as não licitadas.

Em função das instalações licitadas possuírem desempenho superior, há margem para que se proponha ajustes nas franquias de duração para as instalações antigas, objetivando uma uniformidade de desempenho de todas as concessionárias do serviço público de transmissão.

#### 4.3.2 - Ajustes nos Padrões de Duração de Desligamentos

Em função da melhora no desempenho das transmissoras não licitadas, a proposta deste trabalho é realizar ajustes nos padrões estabelecidos na REN nº 270/2007. Para isso foi realizada uma análise de qual padrão de duração deveria ser ajustado, se o dos desligamentos programados, se o padrão dos Outros Desligamentos, ou se ambos.

A metodologia da Parcela Variável deve sinalizar um incentivo para a realização preferencial de manutenções preventivas nos períodos recomendados pela boa prática da engenharia de manutenção, principalmente pelo fato das instalações mais antigas requererem mais manutenção. Este trabalho propõe que os padrões estabelecidos para os desligamentos programados sejam mantidos, por mais que os resultados do ciclo 2008-2009 mostrem melhoras significativas do desempenho das transmissoras não licitadas.

Se o objetivo era que nos ciclos seguintes à aplicação da Parcela Variável 30% das FT tenham seus desempenhos melhorados (critério utilizado no regulamento), o padrão de duração de Outros Desligamentos deveria ser novamente de 70% (coluna limite inferior da Tabela 4.15). Uma outra possibilidade extrema seria não alterar os padrões estabelecidos. Com isso a porcentagem de instalações que atendem aos padrões da REN nº 270/2007 são os que constam na coluna limite

superior da Tabela 4.15. A Tabela 4.15 apresenta essas duas possibilidades para desligamentos não programados.

Tabela 4.15 – Faixa de percentis do Padrão de Duração de Outros Desligamentos

Função Transmissão	Família de Equipamentos	Faixa de percentis Padrão de Duração Outros	
		Limite inferior	Limite superior
LT	<= 5km (*)	70,0%	93,2%
	>5 km e <= 50 km (*)	70,0%	91,6%
	> 50 km		
	230 kV	70,0%	88,7%
	345 kV	70,0%	80,5%
	440 kV	70,0%	88,2%
	500 kV	70,0%	92,7%
	750 kV	70,0%	87,1%
TR	<=345 kV	70,0%	93,8%
	> 345 kV	70,0%	87,0%
CR	REA <=345 kV	70,0%	82,1%
	> 345 kV	70,0%	89,7%
	CRE (*)	70,0%	74,6%
	CSI (*)	70,0%	80,4%
	BC (*)	70,0%	92,0%
	CSE (*)	70,0%	80,6%

(\*) qualquer nível de tensão

Deve ser analisado como seriam repartidos os ganhos pela melhora de desempenho. Os referidos ganhos devem ser repartidos entre as transmissoras não licitadas e os usuários do sistema, uma vez que são estes que remuneram as transmissoras. Os ganhos a permanecerem com as transmissoras não se referem a aumento de receita. Eles representam um menor desconto de PV.

Caso o valor de 70% fosse mantido para a nova base de dados (30% das FT precisariam ter os desempenhos melhorados), os ganhos pela melhora do desempenho das transmissoras ficariam integralmente com os usuários do sistema. Com isso não seria dado incentivo às transmissoras, pois toda a melhora que as concessionárias conseguiram seriam repassadas aos usuários.

Por outro lado caso os valores dos percentuais propostos fossem os relacionados na coluna “Limite superior” da Tabela 4.15, os ganhos das transmissoras ficariam integralmente com elas e os usuários do sistema não seriam beneficiados.



Uma proposta razoável seria reverter uma parte dos ganhos realizados pelas concessionárias para os usuários do sistema, uma vez que são eles quem pagam às transmissoras para que disponibilizem os ativos de transmissão. Contudo a maior parte dos ganhos deverá permanecer com as transmissoras, para que elas sejam incentivadas à melhora contínua do serviço público prestado.

Portanto, o que se propõe é ajustar os padrões de Outros Desligamentos de forma a incentivar as transmissoras a investirem nos desligamentos programados e reduzir o número de desligamentos intempestivos, o qual acarreta consequências indesejáveis à operação do sistema e também aos usuários da Rede Básica. O ajuste de padrões visa, acima de tudo, promover a melhoria crescente da qualidade.

O ajuste proposto no padrão de duração de Outros Desligamentos foi de reduzir em 20% o valor estabelecido no regulamento. A redução de 20% proposta foi discricionária, porém com o princípio de ajustar parâmetros que incentivem a melhoria contínua do serviço e sem acarretar desequilíbrio econômico-financeiro. A Tabela 4.16 apresenta os valores dos padrões estabelecidos no regulamento e os valores propostos:

Tabela 4.16 – Padrões de duração de Outros Desligamentos estabelecidos no regulamento e propostos

			Padrão de Duração (Resolução)	Padrão de Duração Não Licitadas (Ciclo 2008-2009)	20% menor a franquia
Função Transmissão		Família de Equipamentos	Outros (horas)	Outros (horas)	Outros (horas)
LT		<= 5km (*)	0,5	0	0,4
		>5 km e <= 50 km (*)	1,4	0,07	1,12
		> 50 km			
		230 kV	2,5	0,43	2
		345 kV	1,5	0,84	1,2
		440 kV	2,8	0,17	2,24
		500 kV	2,3	0,2	1,84
		750 kV	2,3	0,71	1,84
TR		<=345 kV	2	0,94	1,6
		> 345 kV	2	1,12	1,6
CR	REA	<=345 kV	2	0	1,6
		> 345 kV	2	0	1,6
	CRE	(*)	34	32,41	27,2
	CSI	(*)	17	14,04	13,6
	BC	(*)	3	0,18	2,4

	CSE	(*)	6	1,65	4,8
--	-----	-----	---	------	-----

(\*) qualquer nível de tensão

Para que as transmissoras possam alcançar as metas de desempenho, é necessário, primordialmente, que continuem a investir na qualidade da manutenção, através de ações como: ajustes no processo de gestão, treinamento do pessoal, melhorias das técnicas de manutenção, intensificação de trabalhos em linha viva, além de outros fatores como otimização da logística de atendimento às intervenções.

Com os novos padrões propostos é importante verificar qual a porcentagem das instalações de cada família que atenderia aos valores propostos. A intenção é que não haja um aumento significativo das instalações que superariam os novos padrões estabelecidos. A Tabela 4.17 mostra os resultados:

Tabela 4.17 – Porcentagem de FT que atendem os novos padrões propostos

			Porcentagem de FT para atender ao padrão da REN	Porcentagem de FT para atender à redução dos padrões
Função Transmissão		Família de Equipamentos	Outros Desligamentos	Outros Desligamentos
LT		<= 5km (*)	93,2%	91,2%
		>5 km e <= 50 km (*)	91,6%	89,5%
		> 50 km		
		230 kV	88,7%	87,5%
		345 kV	80,5%	74,4%
		440 kV	88,2%	87,2%
		500 kV	92,7%	91,0%
		750 kV	87,1%	85,0%
TR		<=345 kV	93,8%	87,7%
		> 345 kV	87,0%	85,4%
CR	REA	<=345 kV	82,1%	81,9%
		> 345 kV	89,7%	86,9%
	CRE	(*)	74,6%	60,0%
	CSI	(*)	80,4%	68,0%
	BC	(*)	92,0%	88,9%
	CSE	(*)	80,6%	79,7%

(\*) qualquer nível de tensão

Pela Tabela 4.17 se conclui que os compensadores estáticos e os síncronos teriam uma redução das porcentagens de FT que atendem aos padrões em relação aos valores estabelecidos em regulamento. Isto se deve ao fato de que no ciclo 2009-2010 as transmissoras não conseguiram reduzir de forma significativa os desligamentos não programados como ocorreu com as outras

famílias de equipamentos. A Tabela 4.1 mostrou que estas duas famílias, junto com a compensação série, tiveram os maiores descontos de receita no ciclo 2008-2009.

Em função do comportamento particular dos compensadores estáticos e os síncronos mencionado no parágrafo anterior, estas famílias não terão nesta proposta seus padrões de duração de Outros Desligamentos alterados.

A Tabela 4.18 apresenta o percentual de instalações em cada família que se deseja melhorar no desempenho em função do novo padrão de duração de Outros Desligamentos.

Tabela 4.18 – Percentual de instalações que deseja melhorar com a nova proposta de padrões

			Percentual de FT que se deseja melhorar
Função Transmissão		Família de Equipamentos	Outros Desligamentos
LT		$\leq 5\text{km} (*)$	2%
		$>5\text{ km e } \leq 50\text{ km} (*)$	2,1%
		$> 50\text{ km}$	
		230 kV	1,2%
		345 kV	6,1%
		440 kV	1%
		500 kV	1,7%
TR		750 kV	2,1%
		$\leq 345\text{ kV}$	6,1%
		$> 345\text{ kV}$	1,6%
CR	REA	$\leq 345\text{ kV}$	0,2%
		$> 345\text{ kV}$	2,8%
	BC	(*)	3,1%
	CSE	(*)	0,9%

(\*) qualquer nível de tensão

Portanto com os ajustes propostos de redução de 20% do padrão estabelecido no regulamento, deseja-se que a porcentagem das instalações das famílias de equipamentos indicadas na Tabela 4.18 tenham seus desempenhos melhorados. O percentual de melhora que se objetiva não é alto e possível de ser alcançado pelas transmissoras não licitadas.

A Parcela Variável somente se aplica às FT não licitadas quando o padrão estabelecido é superado. Como é proposta a redução do padrão, o desconto de receita será maior, ou seja, será em função da diferença entre o padrão do regulamento e o proposto. O item a seguir verificará se o aumento no desconto de receita seria significativo.

### 4.3.3 - Simulação de desconto de receita para as novas franquias

Com os novos padrões de duração de Outros Desligamentos propostos, é importante analisar se a redução nos padrões não acarretaria um aumento significativo no desconto de receita da transmissoras. A Tabela 4.19 ilustra os valores de duração de Outros Desligamentos (DOD) que seriam retirados do padrão e passíveis de aplicação da PV para as transmissoras não licitadas. Os valores de DOD representam a diferença entre o padrão estabelecido no regulamento e o valor proposto.

Tabela 4.19 – Valores de duração de Outros Desligamentos que seriam retirados do padrão e passíveis de aplicação da Parcela Variável para as transmissoras não licitadas

			Padrão de Duração (Resolução)	Padrão de Duração Não Licitadas (Ciclo 2008-2009)	20% menor o padrão proposto (em horas)	Duração de Outros Desligamentos DOD
FT		Família de Equipamentos	horas	horas	horas	horas
LT		<= 5km (*)	0,5	0	0,4	0,1
		>5 km e <= 50 km (*)	1,4	0,07	1,12	0,28
		> 50 km				
		230 kV	2,5	0,43	2	0,5
		345 kV	1,5	0,84	1,2	0,3
		440 kV	2,8	0,17	2,24	0,56
		500 kV	2,3	0,2	1,84	0,46
		750 kV	2,3	0,71	1,84	0,46
TR		<=345 kV	2	0,94	1,6	0,4
		> 345 kV	2	1,12	1,6	0,4
CR	REA	<=345 kV	2	0	1,6	0,4
		> 345 kV	2	0	1,6	0,4
	CRE	(*)	34	32,41	27,2	6,8
	CSI	(*)	17	14,04	13,6	3,4
	BC	(*)	3	0,18	2,4	0,6
	CSE	(*)	6	1,65	4,8	1,2

(\*) qualquer nível de tensão

Uma vez calculadas as durações máximas permitidas dos desligamentos não programados que acarretariam desconto de receita (DOD), é importante simular a redução das receitas das transmissoras associadas às diversas famílias das FT. Deverá ser utilizada a equação (4.1), descrita a seguir:

$$PVI = PB * ( K_{Oj} / 8760 ) * [ ( DDP / \beta ) + DOD ] * 100, \quad (4.1)$$

Onde:

PB – Pagamento Base, mensal, fixo, contratado pela prestação do serviço;

8.760 – número de horas no ano;

$\beta$  –  $K_{o_j}/K_p$ ;

$K_p$  – fator multiplicador do tempo de desligamento programado da instalação;

$K_{o_j}$  – fator multiplicador do tempo de desligamento não-programado da instalação de até 300 minutos após o primeiro minuto. O fator será reduzido para  $K_p$  após o 301º minuto;

DDP - somatório da Duração Verificada de Desligamento Programado de uma FT;

DOD – somatório da Duração Verificada de Outros Desligamentos de uma FT: correspondem aos somatórios das durações, em minutos, de cada Outros Desligamentos da FT ocorridos durante o mês.

Rearranjando a equação anterior e denominando  $\alpha$  de fator de redução percentual da receita de uma FT, temos a seguinte equação:

$$\alpha = (K_{o_j} / 8760) * [ ( DDP / \beta ) + DOD ] * 100, \text{ onde } PV = \alpha \times RAP$$

Para se saber se a redução nos padrões não causará um aumento significativo no percentual de desconto de receita em cada família, deverão ser utilizados os seguintes critérios:

- a) os valores de DDP que foram inseridos na equação foram zero. Como os padrões de desligamentos programados não foram alterados, não haveria acréscimo de desconto de receita em função de redução dos padrões de duração de Outros Desligamentos.
- b) os valores de DOD que foram utilizados na equação (4.1) são os mostrados na última coluna da Tabela 4.19.

Com isso foram realizadas simulações de desconto de receita em função da diminuição do padrão de duração de Outros Desligamentos. A simulação ocorreu para os fatores multiplicadores de Outros Desligamentos ( $K_o$ ) estabelecidos na REN nº 270/2007. A Tabela 4.20 apresenta os resultados:

Tabela 4.20 – Simulações de desconto de receita em função da diminuição do padrão de Outros Desligamentos

			$\alpha$	
			Ko	Ko
Função Transmissão		Família de Equipamentos	100	150
LT		$\leq 5\text{km}$ (*)		0,17%
		$>5\text{ km e } \leq 50\text{ km}$ (*)		0,48%
		$> 50\text{ km}$		
		230 kV		0,86%
		345 kV		0,51%
		440 kV		0,96%
		500 kV		0,79%
		750 kV		0,79%
TR		$\leq 345\text{ kV}$		0,68%
		$> 345\text{ kV}$		0,68%
CR	REA	$\leq 345\text{ kV}$		0,68%
		$> 345\text{ kV}$		0,68%
	BC	(*)	0,68%	
	CSE	(*)		2,05%

(\*) qualquer nível de tensão

Os percentuais de descontos não são elevados. Os ajustes propostos nos padrões de duração de Outros Desligamentos não acarretariam descontos de receita excessivos para as transmissoras e estão coerentes com os ajustes necessários que devem ser feitos na metodologia da Parcela Variável buscando incentivar uma melhora crescente do serviço público de transmissão prestado.

Ressalta-se que os percentuais mostrados na Tabela 4.20 somente serão aplicados caso as transmissoras não melhorem o seu desempenho ao longo dos próximos ciclos. Caso as instalações tenham desempenho igual ou superior aos percentuais mostrados na Tabela 4.18, as transmissoras não teriam os percentuais de desconto adicionais aplicados. Por exemplo, caso as concessionárias reduzam os valores de duração de Outros Desligamentos de linhas de transmissão de 500 kV de 92,7% para valores inferiores a 91%, as transmissoras não teriam acréscimo no desconto de receita.

#### 4.4 - RESUMO DOS AJUSTES PROPOSTOS NOS PADRÕES DE DURAÇÃO

Neste Capítulo foi observado primeiramente que os descontos de receita no ciclo 2008-2009 não foram elevados, exceto para as famílias de compensadores estáticos, síncronos e compensação série.

Para analisar os padrões de duração de frequência estabelecidos na REN nº 270/2007, foram determinados os padrões para o ciclo 2008-2009. Esses cálculos foram mostrados de forma detalhada para a família das linhas de transmissão 440 kV não licitadas. Procedimento semelhante foi estendido para as demais famílias de equipamentos.

Os padrões de frequência estabelecidos no regulamento foram superados em 66% das famílias. Porém, as transmissoras que superaram o indicador não foram fiscalizadas durante o ciclo 2008-2009. O ONS consolidou os resultados de um ciclo e em seguida é que a Agência conseguiu iniciar o processo de fiscalização e todo o procedimento estabelecido na REN nº 063/2004. Somente no meio do ciclo 2009-2010 a ANEEL iniciou as etapas de notificações junto às transmissoras para verificar as razões dos indicadores terem sido superados. Em função do exposto, o padrão de frequência de Outros Desligamentos ainda não deve ser alterado.

Em função da melhora no desempenho das transmissoras não licitadas, a proposta deste trabalho é realizar ajustes nos padrões de duração estabelecidos na REN nº 270/2007.

Este trabalho propõe que os padrões estabelecidos para os desligamentos programados sejam mantidos. A metodologia da Parcela Variável deve sinalizar um incentivo para a realização preferencial de manutenções preventivas.

Para os padrões de duração de Outros Desligamentos é proposta a redução em 20% do valor do padrão estabelecido no regulamento. A Tabela 4.21 apresenta os valores dos padrões propostos:

Tabela 4.21 – Padrões de duração de Outros Desligamentos propostos

			Padrão de Duração de Outros Desligamentos (Resolução)	20% menor a franquia
Função Transmissão		Família de Equipamentos		
LT		<= 5km (*)	0,5	0,4
		>5 km e <= 50 km (*)	1,4	1,12

		> 50 km		
		230 kV	2,5	2
		345 kV	1,5	1,2
		440 kV	2,8	2,24
		500 kV	2,3	1,84
		750 kV	2,3	1,84
TR		<=345 kV	2	1,6
		> 345 kV	2	1,6
CR	REA	<=345 kV	2	1,6
		> 345 kV	2	1,6
	CRE	(*)	34	**
	CSI	(*)	17	**
	BC	(*)	3	2,4
	CSE	(*)	6	4,8

(\*) qualquer nível de tensão

(\*\*) padrões não serão alterados

A partir dos padrões propostos, foram realizadas simulações de desconto adicional de receita. Os percentuais de descontos observados não foram elevados. Os ajustes propostos nos padrões de duração de Outros Desligamentos incentiva uma melhora crescente do serviço público de transmissão prestado.



## 5 - CONCLUSÕES

Dado que para a transmissão é utilizado o arranjo de regulação por incentivos, foi elaborada a REN nº 270/2007. No referido regulamento estão definidos indicadores de qualidade do serviço que possam aferir adequadamente o desempenho da transmissão, bem como o estabelecimento de seus padrões e parâmetros regulatórios a serem utilizados, visando o alcance das metas de qualidade desejada.

Pelas análises apresentadas, observou-se uma redução de 29% das indisponibilidades após o início da aplicação da metodologia da Parcela Variável às FT não licitadas. Para se verificar se a referida redução ocorreu em função do efeito do regulamento, foi analisado o efeito dos dois tipos de desligamentos predominantes (programado e automático) em relação ao conjunto total de ocorrências no ciclo 2008-2009. Foi constatado que a referida diminuição não foi consequência apenas da implantação do regulamento, mas, na verdade, em função da redução da manutenção programada no ciclo 2008-2009, uma vez que as concessionárias detentoras das instalações não licitadas anteciparam a realização de manutenções durante o período experimental de implantação da metodologia da Parcela Variável, o qual ocorreu nos meses de março a maio de 2008.

Apesar de a análise do parágrafo anterior ter demonstrado que a redução das ocorrências do ciclo 2008-2009 para o anterior não foi somente uma consequência da implantação do regulamento, a metodologia que consta da REN nº 270/2007 fez com que a duração média de cada ocorrência das FT não licitadas tivessem uma redução significativa se comparado ao início da aplicação do regulamento, uma vez que a duração no ciclo 2007-2008 era de 25 horas por ocorrência enquanto no ciclo 2008-2009 a duração média foi de 14 horas por cada ocorrência.

Outro resultado importante da aplicação do regulamento foi a redução do número de desligamentos intempestivos passíveis de Parcela Variável, o que demonstra que concessionárias proprietárias das instalações antigas têm melhorado o gerenciamento dos seus ativos de forma a reduzir a quantidade de indisponibilidades na Rede Básica causadas por defeitos nos equipamentos ou erros de operação da própria concessionária.

Os resultados anteriores demonstram uma redução das indisponibilidades e um retorno mais rápido para a operação das instalações indisponíveis, o que ressalta uma melhor eficiência do

serviço prestado pelas concessionárias de transmissão, uma vez que as transmissoras são contratadas por disponibilidade.

Em função da melhora de desempenho citada anteriormente, uma proposta razoável foi reverter uma parte dos ganhos realizados pelas concessionárias para os usuários do sistema, uma vez que são eles quem remuneram às transmissoras para que disponibilizem os ativos de transmissão. Contudo, a maior parte dos ganhos pela melhora no desempenho deverá permanecer com as transmissoras, para que elas sejam incentivadas à melhora contínua do serviço público prestado. Os referidos ganhos não acarretam aumento de receita para as transmissoras, se referem a não aumentar o desconto de PV.

Como a metodologia da Parcela Variável deve sinalizar um incentivo para a realização preferencial de manutenções preventivas, nos períodos recomendados pela boa prática da engenharia de manutenção, este trabalho propôs que as franquias estabelecidas para os desligamentos programados sejam mantidas.

Portanto, foi proposto apenas um ajuste nas franquias de Outros Desligamentos de forma a incentivar as transmissoras a investirem nos desligamentos programados e reduzir o número de desligamentos intempestivos, o qual acarreta consequências indesejáveis à operação do sistema e também aos usuários da Rede Básica. Ressalta-se que é essencial o ajuste de padrões que visem, acima de tudo, promover a melhora crescente da qualidade.

O ajuste proposto no padrão de duração de Outros Desligamentos foi de reduzir em 20% o valor do padrão estabelecido no regulamento. Com a redução da franquia, foram analisados os percentuais adicionais de descontos de receita, os quais não se mostraram elevados.

O regulamento prevê um ajuste nos parâmetros da metodologia e o objetivo do trabalho foi avaliar os resultados e propor um eventual ajuste da REN nº 270/2007. Seja qual for a proposta da Agência, ela deve passar pelo procedimento desenvolvido neste trabalho, ou seja, uma análise dos dados, dos efeitos e das consequências financeiras da nova proposta.

Conclui-se, por este estudo, que os ajustes propostos nos padrões de duração de Outros Desligamentos não acarretariam descontos de receita excessivos para as transmissoras e estão coerentes com os ajustes necessários que devem ser feitos na metodologia da Parcela Variável buscando incentivar uma melhora crescente do serviço público de transmissão prestado.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] – AFONSO, R. A.,(2008). “Uma Metodologia Baseada no Uso para Penalizar Indisponibilidades em Redes de Transmissão”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. PPGENE.DM-353A/08, Outubro de 2008. Universidade de Brasília - UnB.

[2] – "DECRETO Nº 2.335, de 6 de outubro de 1997”.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de abril de 2010.

[3] – "LEI Nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995”.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de abril de 2010.

[4] – "LEI Nº 9.074, de 7 de julho de 1995”.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de abril de 2010.

[5] – "LEI Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996”.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de abril de 2010.

[6] – "LEI Nº 9.648, de 27 de maio de 1998”.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de abril de 2010.

[7] – "LEI Nº 10.848, de 15 de março de 2004”.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de abril de 2010.

[8] – NETO, S. A. F.,(2009). “Um Estudo da metodologia de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) em função dos Atrasos para entrada em operação de Empreendimentos de Transmissão”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. PPGENE.DM-407/09, Dezembro de 2009. Universidade de Brasília - UnB.

[9] – “NOTA TÉCNICA Nº 029/2007-SRT/ANEEL, de 25 de junho de 2007”.

[10] – “NOTA TÉCNICA Nº 011/2007-SRT/ANEEL, de 07 de março de 2007”.

[11] – “NOTA TÉCNICA Nº 016/2005-SRT/ANEEL, de 15 de julho de 2005”.

[12] – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS) – “Procedimentos de Rede”.

Disponível em:

<http://www.ons.org.br>

Acesso em: 20 de fevereiro de 2010.

[13] – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS) – “Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão”.

Disponível em:

<http://www.ons.org.br>

Acesso em: 16 de abril de 2010.

[14] – PUENTE, A. P.,(2005). “Uma aplicação do Modelo Principal-Agente: a ANEEL e os concessionários de transmissão de energia elétrica”. Dissertação de Mestrado em Economia. 2005. Universidade Federal de Pernambuco – UFPE.

[15] – "RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 270, de 26 de junho de 2007".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 3 de março de 2010.

[16] – "RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 191, de 12 de dezembro de 2005".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 5 de março de 2010.

[17] – "RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 63, de 12 de maio de 2004".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 15 de abril de 2010.

[18] – "RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 67, de 8 de junho de 2004".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de maio de 2010.

[19] – "RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 158, de 23 de maio de 2005".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 20 de abril de 2010.

[20] – "ROTINA DE APURAÇÃO DE EVENTOS EM INSTALAÇÕES DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO – RO-AO.BR.05.

[21] – SOARES, R. A.,(2002). “Avaliação econômica de uma empresa de transmissão”.

Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. ENE.DM 002P/02, Setembro de 2002.

Universidade de Brasília - UnB.

[22] – VIEIRA, I. S.,(2009). “Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. PPGENE.DM-374/09, Abril de 2009. Universidade de Brasília - UnB.

# APÊNDICE

Tabela I – Relação das indisponibilidades de linhas de transmissão 440 kV ocorridas na Rede Básica nos ciclos 2005 a 2009

Relação de LT 440 kV indisponíveis	Agente Proprietário	Data Início	Estado Operativo	Duração Real (horas)
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	3/7/2005	DPR	8,07
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	3/7/2005	DEM	4,07
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	4/7/2005	DPR	8,47
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	5/7/2005	DPR	7,32
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	8/7/2005	DPR	4,68
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	9/7/2005	DPR	3,77
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	10/7/2005	DPR	10,40
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	10/7/2005	DUR	2,30
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	10/7/2005	DPR	10,62
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	11/7/2005	DUR	3,68
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	11/7/2005	DPR	8,72
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	12/7/2005	DUR	8,25
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	12/7/2005	DPR	2,73
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	13/7/2005	DPR	5,72
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	14/7/2005	DPR	8,80
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	15/7/2005	DPR	8,28
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	18/7/2005	DPR	7,38
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	19/7/2005	DPR	9,20
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	19/7/2005	DPR	6,57
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	20/7/2005	DUR	2,10
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	20/7/2005	DPR	6,28
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	20/7/2005	DAU	0,42
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	20/7/2005	DPR	3,32
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	21/7/2005	DUR	5,47
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	21/7/2005	DUR	8,17
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	21/7/2005	DPR	6,88
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	22/7/2005	DPR	7,60
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	22/7/2005	DPR	6,80
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	23/7/2005	DUR	5,25
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	24/7/2005	DUR	9,05
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	24/7/2005	DUR	9,40
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	26/7/2005	DUR	4,13
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	26/7/2005	DUR	10,32
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	27/7/2005	DPR	6,97
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	28/7/2005	DPR	8,15
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	28/7/2005	DUR	6,85
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	29/7/2005	DPR	4,35
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	31/7/2005	DUR	6,67
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	3/8/2005	DUR	9,22
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	4/8/2005	DUR	9,37
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	5/8/2005	DUR	9,52
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	6/8/2005	DUR	6,23
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1	CTEEP	7/8/2005	DUR	12,67

SP				
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	7/8/2005	DUR	12,68
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	7/8/2005	DUR	12,53
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	9/8/2005	DPR	6,47
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	10/8/2005	DUR	9,33
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	10/8/2005	DPR	6,47
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	10/8/2005	DUR	5,08
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	11/8/2005	DUR	6,25
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	11/8/2005	DUR	8,73
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	11/8/2005	DAU	0,02
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	12/8/2005	DPR	8,43
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	13/8/2005	DUR	6,37
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	15/8/2005	DPR	1,85
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	16/8/2005	DPR	9,70
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	16/8/2005	DPR	4,43
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	17/8/2005	DPR	5,87
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	17/8/2005	DPR	6,45
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	18/8/2005	DPR	9,72
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	19/8/2005	DUR	3,47
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	19/8/2005	DPR	3,38
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	21/8/2005	DPR	3,42
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	21/8/2005	DUR	8,43
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	26/8/2005	DUR	9,28
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	26/8/2005	DPR	4,22
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	28/8/2005	DPR	8,28
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	28/8/2005	DPR	8,85
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	29/8/2005	DAU	0,62
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	30/8/2005	DAU	0,05
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	31/8/2005	DUR	9,83
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	31/8/2005	DAU	0,15
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	4/9/2005	DPR	11,32
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	4/9/2005	DPR	11,32
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	4/9/2005	DPR	11,32
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	4/9/2005	DPR	11,32
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	9/9/2005	DPR	4,82
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	11/9/2005	DPR	11,50
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	11/9/2005	DUR	2,77
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	11/9/2005	DPR	11,48
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	12/9/2005	DUR	3,98
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	15/9/2005	DUR	3,30
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	15/9/2005	DUR	6,68
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	16/9/2005	DUR	4,87
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	16/9/2005	DPR	2,88
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	17/9/2005	DUR	6,63
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	18/9/2005	DUR	7,40

LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	18/9/2005	DPR	8,87
LT 440 kV JUIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	18/9/2005	DAU	0,02
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	20/9/2005	DUR	7,08
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	21/9/2005	DPR	6,60
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	25/9/2005	DPR	7,40
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	27/9/2005	DPR	8,75
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	28/9/2005	DPR	8,70
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	29/9/2005	DPR	9,52
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	30/9/2005	DPR	7,62
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	2/10/2005	DPR	8,07
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	9/10/2005	DPR	8,83
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	9/10/2005	DUR	6,07
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	9/10/2005	DUR	4,73
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	10/10/2005	DAU	0,10
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	11/10/2005	DPR	4,25
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	11/10/2005	DUR	6,38
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	12/10/2005	DPR	9,35
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	12/10/2005	DUR	6,47
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	12/10/2005	DPR	8,22
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	13/10/2005	DUR	8,13
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	14/10/2005	DUR	5,78
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	14/10/2005	DAU	2,72
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	16/10/2005	DUR	9,72
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	18/10/2005	DPR	5,18
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	19/10/2005	DPR	6,77
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	19/10/2005	DPR	5,27
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	20/10/2005	DPR	6,48
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	20/10/2005	DPR	7,57
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	20/10/2005	DUR	4,43
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	21/10/2005	DUR	2,52
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	22/10/2005	DUR	5,97
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	25/10/2005	DUR	5,22
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	26/10/2005	DUR	2,68
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	29/10/2005	DUR	7,20
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	1/11/2005	DPR	8,70
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	2/11/2005	DPR	9,23
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	3/11/2005	DPR	8,17
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	4/11/2005	DPR	7,42
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	6/11/2005	DPR	9,03
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	7/11/2005	DUR	5,15
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	9/11/2005	DUR	4,52
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-	CTEEP	10/11/2005	DPR	6,62



1 SP				
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	11/11/2005	DPR	9,25
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	13/11/2005	DUR	10,72
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	14/11/2005	DPR	9,03
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	14/11/2005	DUR	7,58
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	15/11/2005	DPR	8,52
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	15/11/2005	DUR	5,37
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	16/11/2005	DPR	8,70
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	17/11/2005	DPR	8,52
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	18/11/2005	DUR	8,12
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	18/11/2005	DUR	4,72
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	19/11/2005	DUR	4,12
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	20/11/2005	DPR	10,77
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	20/11/2005	DUR	5,80
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	20/11/2005	DUR	5,13
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	22/11/2005	DPR	9,02
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	23/11/2005	DPR	8,63
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	24/11/2005	DPR	8,17
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	25/11/2005	DPR	9,38
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	27/11/2005	DPR	6,25
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	2/12/2005	DPR	3,13
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	3/12/2005	DPR	10,32
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	4/12/2005	DPR	9,95
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	7/12/2005	DUR	8,02
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	8/12/2005	DPR	8,78
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	9/12/2005	DPR	6,35
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	9/12/2005	DPR	9,38
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	10/12/2005	DPR	9,87
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	11/12/2005	DPR	6,45
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	12/12/2005	DPR	6,28
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	13/12/2005	DUR	6,42
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	14/12/2005	DPR	9,83
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	15/12/2005	DUR	6,97
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	15/12/2005	DUR	7,25
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	17/12/2005	DUR	10,72
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	20/12/2005	DPR	8,25
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	20/12/2005	DUR	6,55
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	21/12/2005	DUR	6,27

LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	22/12/2005	DPR	6,03
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	24/12/2005	DUR	0,87
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	24/12/2005	DUR	1,83
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	24/12/2005	DUR	2,78
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	29/12/2005	DPR	5,58
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	8/1/2006	DPR	9,40
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	10/1/2006	DPR	4,37
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	11/1/2006	DPR	2,62
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	11/1/2006	DPR	4,28
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	14/1/2006	DUR	3,22
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	15/1/2006	DPR	5,98
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	22/1/2006	DPR	11,17
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	23/1/2006	DUR	5,52
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	5/2/2006	DUR	14,17
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	6/2/2006	DPR	5,82
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	7/2/2006	DPR	8,27
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	12/2/2006	DPR	6,83
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	18/2/2006	DUR	4,10
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	19/2/2006	DUR	5,07
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	20/2/2006	DAU	0,02
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	23/2/2006	DPR	4,47
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	10/3/2006	DUR	2,47
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	12/3/2006	DPR	9,55
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	12/3/2006	DUR	10,35
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	19/3/2006	DPR	8,57
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	22/3/2006	DUR	2,32
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	22/3/2006	DUR	3,08
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	25/3/2006	DPR	9,83
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	27/3/2006	DPR	6,25
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	27/3/2006	DPR	8,88
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	28/3/2006	DPR	8,27
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	30/3/2006	DPR	7,38
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	30/3/2006	DUR	1,95
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	31/3/2006	DPR	7,63
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	31/3/2006	DUR	3,85
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	31/3/2006	DUR	3,23
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	1/4/2006	DPR	8,53
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	1/4/2006	DUR	3,25
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	5/4/2006	DUR	6,22
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	6/4/2006	DUR	3,85
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	7/4/2006	DUR	3,43
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1	CTEEP	7/4/2006	DUR	8,22

SP				
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	10/4/2006	DUR	4,23
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	11/4/2006	DPR	6,32
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	13/4/2006	DUR	2,85
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	14/4/2006	DUR	6,58
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	15/4/2006	DUR	8,37
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	16/4/2006	DPR	4,32
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	17/4/2006	DPR	7,80
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	18/4/2006	DPR	6,87
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	19/4/2006	DPR	8,22
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	19/4/2006	DPR	8,42
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	20/4/2006	DPR	8,43
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	21/4/2006	DPR	10,38
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	22/4/2006	DPR	9,87
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	23/4/2006	DPR	8,17
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	25/4/2006	DUR	6,02
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	26/4/2006	DPR	6,52
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	28/4/2006	DPR	6,38
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	28/4/2006	DUR	2,78
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	29/4/2006	DUR	3,48
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	29/4/2006	DUR	3,15
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	30/4/2006	DPR	9,10
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	7/5/2006	DPR	6,85
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	7/5/2006	DUR	6,85
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	9/5/2006	DUR	4,80
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	10/5/2006	DPR	8,42
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	11/5/2006	DPR	8,22
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	14/5/2006	DPR	8,30
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	15/5/2006	DPR	32,20
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	16/5/2006	DPR	8,35
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	17/5/2006	DPR	6,90
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	17/5/2006	DPR	32,85
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	18/5/2006	DPR	3,58
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	19/5/2006	DPR	8,05
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	20/5/2006	DPR	3,97
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	21/5/2006	DPR	6,37

LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	22/5/2006	DUR	6,62
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	26/5/2006	DPR	101,47
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	30/5/2006	DPR	6,68
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	1/6/2006	DPR	6,32
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	2/6/2006	DPR	3,30
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	2/6/2006	DUR	5,50
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	3/6/2006	DPR	7,98
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	4/6/2006	DPR	9,05
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	10/6/2006	DUR	7,75
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	15/6/2006	DUR	8,18
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	19/6/2006	DPR	5,97
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	19/6/2006	DUR	7,73
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	20/6/2006	DPR	6,28
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	20/6/2006	DPR	5,50
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	20/6/2006	DPR	8,03
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	21/6/2006	DPR	9,13
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	24/6/2006	DUR	7,57
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	25/6/2006	DUR	8,43
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	26/6/2006	DAU	0,03
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	2/7/2006	DPR	8,10
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	5/7/2006	DUR	6,50
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	7/7/2006	DPR	8,98
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	8/7/2006	DUR	8,50
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	10/7/2006	DPR	2,47
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	12/7/2006	DAU	12,97
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	12/7/2006	DUR	1,65
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	15/7/2006	DUR	8,35
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	16/7/2006	DPR	9,38
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	16/7/2006	DUR	6,28
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	17/7/2006	DPR	7,20
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	17/7/2006	DPR	11,33
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	18/7/2006	DPR	8,90
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	19/7/2006	DPR	6,48
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	20/7/2006	DPR	6,58
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	21/7/2006	DPR	6,50
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	22/7/2006	DUR	2,45
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	22/7/2006	DPR	9,65
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	23/7/2006	DUR	11,72
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	23/7/2006	DPR	2,25
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2	CTEEP	23/7/2006	DPR	5,23

SP				
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	25/7/2006	DUR	1,43
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	28/7/2006	DAU	0,28
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	29/7/2006	DUR	4,63
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	29/7/2006	DPR	8,65
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	30/7/2006	DPR	7,25
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	1/8/2006	DUR	5,33
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	5/8/2006	DPR	9,77
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	6/8/2006	DPR	8,45
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	6/8/2006	DPR	6,15
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	7/8/2006	DPR	8,33
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	8/8/2006	DUR	2,33
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	8/8/2006	DPR	3,70
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	9/8/2006	DPR	8,87
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	10/8/2006	DPR	8,75
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	11/8/2006	DPR	8,08
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	12/8/2006	DUR	10,03
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	12/8/2006	DUR	2,70
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	13/8/2006	DAU	0,07
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	13/8/2006	DPR	11,12
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	14/8/2006	DAU	0,05
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	19/8/2006	DPR	6,25
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	20/8/2006	DPR	6,22
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	20/8/2006	DPR	9,78
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	20/8/2006	DPR	16,38
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	24/8/2006	DPR	3,22
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	24/8/2006	DAU	0,03
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	26/8/2006	DPR	7,50
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	29/8/2006	DPR	6,52
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	31/8/2006	DPR	5,73
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	31/8/2006	DPR	6,27
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	5/9/2006	DUR	2,72
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	6/9/2006	DPR	8,90
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	7/9/2006	DPR	8,20
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	7/9/2006	DPR	8,08
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	8/9/2006	DPR	8,37
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	9/9/2006	DPR	7,58
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	9/9/2006	DUR	9,35
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-	CTEEP	10/9/2006	DPR	7,97

1 SP				
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	11/9/2006	DPR	9,17
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	13/9/2006	DPR	6,20
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	14/9/2006	DPR	5,30
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	15/9/2006	DPR	4,93
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	16/9/2006	DUR	4,48
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	17/9/2006	DPR	6,55
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	17/9/2006	DPR	8,47
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	18/9/2006	DPR	2,67
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	18/9/2006	DUR	6,80
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	19/9/2006	DUR	6,83
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	21/9/2006	DUR	5,32
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	22/9/2006	DUR	2,55
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	22/9/2006	DUR	2,78
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	23/9/2006	DUR	7,83
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	23/9/2006	DPR	6,87
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2 /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	26/9/2006	DUR	3,32
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	26/9/2006	DUR	3,32
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	27/9/2006	DUR	0,42
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	27/9/2006	DUR	0,42
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	28/9/2006	DUR	2,40
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	29/9/2006	DPR	4,60
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	3/10/2006	DUR	304,40
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	3/10/2006	DPR	9,02
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	4/10/2006	DPR	8,25
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	4/10/2006	DPR	5,15
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	5/10/2006	DPR	8,28
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	5/10/2006	DPR	5,50
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	7/10/2006	DPR	53,72
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	9/10/2006	DPR	7,92
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	10/10/2006	DPR	5,97
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	11/10/2006	DPR	9,07
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	12/10/2006	DPR	4,42
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	13/10/2006	DUR	8,47
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	16/10/2006	DPR	7,35
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	18/10/2006	DUR	1,60
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	20/10/2006	DPR	4,82
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	22/10/2006	DPR	8,65
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	22/10/2006	DPR	8,93
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	24/10/2006	DPR	6,25
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	25/10/2006	DPR	5,90
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	25/10/2006	DPR	6,10
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	26/10/2006	DUR	3,70

LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	2/11/2006	DPR	8,97
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	2/11/2006	DPR	29,40
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	4/11/2006	DUR	1,38
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	4/11/2006	DUR	1,38
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	4/11/2006	DPR	9,10
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	5/11/2006	DUR	4,72
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	9/11/2006	DUR	3,50
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	10/11/2006	DUR	6,40
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	12/11/2006	DPR	4,77
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	12/11/2006	DPR	4,77
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	13/11/2006	DUR	4,57
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	14/11/2006	DUR	7,57
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	15/11/2006	DPR	9,27
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	17/11/2006	DUR	3,28
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	17/11/2006	DPR	3,57
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	22/11/2006	DUR	4,90
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	23/11/2006	DUR	6,28
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	24/11/2006	DUR	2,88
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	25/11/2006	DPR	4,82
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	3/12/2006	DPR	7,57
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	5/12/2006	DPR	5,18
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	7/12/2006	DUR	3,63
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	8/12/2006	DPR	3,87
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	9/12/2006	DPR	7,70
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	13/12/2006	DPR	7,40
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	14/12/2006	DUR	3,35
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	14/12/2006	DPR	4,75
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2 /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	15/12/2006	DUR	4,63
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	15/12/2006	DPR	4,40
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	16/12/2006	DUR	2,35
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	16/12/2006	DUR	4,25
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	17/12/2006	DPR	8,23
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	19/12/2006	DPR	3,42
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	21/12/2006	DPR	3,82
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	29/12/2006	DPR	3,92
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	5/1/2007	DPR	4,40
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	7/1/2007	DPR	6,12
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	11/1/2007	DAU	0,05
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	12/1/2007	DPR	4,77
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	14/1/2007	DPR	6,37
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	16/1/2007	DUR	3,77
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	19/1/2007	DPR	4,05
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	19/1/2007	DPR	3,12
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	21/1/2007	DUR	5,05
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	24/1/2007	DUR	6,45
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	25/1/2007	DUR	3,20
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	27/1/2007	DUR	1,43
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	4/2/2007	DPR	6,45

LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	6/2/2007	DEM	11,15
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	6/2/2007	DUR	0,55
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	11/2/2007	DPR	8,37
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	12/2/2007	DUR	4,32
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	13/2/2007	DAU	0,48
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	16/2/2007	DPR	4,43
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	21/2/2007	DUR	2,68
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	24/2/2007	DAU	0,32
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	24/2/2007	DUR	32,25
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	25/2/2007	DUR	8,68
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	2/3/2007	DAU	0,03
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	4/3/2007	DUR	9,83
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	6/3/2007	DPR	5,53
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	7/3/2007	DPR	5,92
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	8/3/2007	DPR	6,57
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	10/3/2007	DAU	0,10
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	11/3/2007	DUR	9,95
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	11/3/2007	DPR	9,28
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	14/3/2007	DAU	0,80
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	18/3/2007	DUR	6,80
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	18/3/2007	DPR	3,80
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	22/3/2007	DUR	1,35
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	22/3/2007	DUR	2,07
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	23/3/2007	DUR	4,77
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	25/3/2007	DPR	8,72
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	25/3/2007	DAU	0,07
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2 /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	26/3/2007	DPR	6,63
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	27/3/2007	DUR	5,78
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	27/3/2007	DUR	6,92
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	28/3/2007	DUR	4,08
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	28/3/2007	DPR	7,82
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	28/3/2007	DUR	2,10
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	28/3/2007	DUR	3,00
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	29/3/2007	DPR	6,65
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	29/3/2007	DUR	6,45
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	30/3/2007	DPR	5,58
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	30/3/2007	DUR	3,85
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	1/4/2007	DUR	8,72
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	3/4/2007	DUR	4,60
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	6/4/2007	DUR	4,03
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	9/4/2007	DUR	1,95
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	12/4/2007	DUR	3,73
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA	CTEEP	13/4/2007	DUR	2,53



C-1 SP				
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	13/4/2007	DUR	0,33
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	15/4/2007	DPR	8,50
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	15/4/2007	DPR	11,78
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	16/4/2007	DPR	6,52
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	17/4/2007	DPR	6,77
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	18/4/2007	DUR	2,10
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	19/4/2007	DUR	1,25
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	20/4/2007	DUR	2,32
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	21/4/2007	DUR	8,15
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	21/4/2007	DPR	7,20
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	22/4/2007	DPR	9,68
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	23/4/2007	DPR	3,12
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	25/4/2007	DPR	2,18
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	26/4/2007	DPR	3,15
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	27/4/2007	DAU	0,03
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	27/4/2007	DAU	0,02
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	27/4/2007	DAU	7,07
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	28/4/2007	DUR	8,82
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	29/4/2007	DUR	32,70
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	29/4/2007	DPR	9,20
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	5/5/2007	DPR	6,62
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	6/5/2007	DPR	9,88
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	6/5/2007	DPR	3,35
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	7/5/2007	DPR	0,12
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	12/5/2007	DPR	0,12
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	20/5/2007	DPR	9,72
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	23/5/2007	DPR	0,17
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	25/5/2007	DAU	0,05
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	27/5/2007	DUR	4,13
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	27/5/2007	DUR	5,18
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	27/5/2007	DPR	5,95
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	27/5/2007	DPR	8,00
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	29/5/2007	DPR	9,17
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	30/5/2007	DUR	4,43
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	30/5/2007	DUR	3,78
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	30/5/2007	DPR	8,12
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	31/5/2007	DPR	7,50
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	31/5/2007	DPR	1,28
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA	CTEEP	1/6/2007	DPR	3,45

C-1 SP				
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	1/6/2007	DPR	6,28
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	1/6/2007	DPR	5,80
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	2/6/2007	DPR	8,43
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	3/6/2007	DPR	7,80
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	4/6/2007	DPR	5,00
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	5/6/2007	DPR	5,15
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	5/6/2007	DPR	5,75
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	5/6/2007	DUR	30,00
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	7/6/2007	DPR	9,97
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	7/6/2007	DPR	10,35
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	7/6/2007	DUR	1,98
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	8/6/2007	DPR	9,75
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	9/6/2007	DPR	4,63
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	10/6/2007	DUR	7,63
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	10/6/2007	DPR	9,93
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	12/6/2007	DPR	6,37
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	15/6/2007	DPR	5,43
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	17/6/2007	DUR	8,13
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	17/6/2007	DPR	9,17
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	23/6/2007	DUR	10,15
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	24/6/2007	DPR	6,80
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	24/6/2007	DPR	9,75
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	30/6/2007	DPR	9,25
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	1/7/2007	DPR	9,48
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	2/7/2007	DPR	5,92
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	3/7/2007	DUR	2,70
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	3/7/2007	DUR	2,70
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	3/7/2007	DPR	7,73
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	3/7/2007	DUR	2,70
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	3/7/2007	DUR	2,70
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	4/7/2007	DPR	8,67
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	5/7/2007	DPR	8,22
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	6/7/2007	DPR	6,20
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	6/7/2007	DAU	0,17
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	7/7/2007	DPR	8,62
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	8/7/2007	DPR	8,70
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	9/7/2007	DPR	8,43
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	14/7/2007	DPR	8,45
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	20/7/2007	DUR	6,77
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	21/7/2007	DPR	5,02

LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	28/7/2007	DUR	3,13
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	29/7/2007	DPR	10,52
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	29/7/2007	DUR	2,27
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	30/7/2007	DPR	6,62
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	31/7/2007	DPR	3,50
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	2/8/2007	DPR	4,60
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	4/8/2007	DUR	1,55
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	5/8/2007	DPR	7,18
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	5/8/2007	DPR	8,42
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	6/8/2007	DPR	6,58
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	7/8/2007	DUR	1,85
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	7/8/2007	DUR	6,25
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	12/8/2007	DPR	3,95
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	14/8/2007	DPR	6,20
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	15/8/2007	DPR	5,07
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	15/8/2007	DAU	0,40
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	15/8/2007	DAU	0,03
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	15/8/2007	DAU	0,10
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	19/8/2007	DPR	7,48
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	21/8/2007	DPR	7,77
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	21/8/2007	DPR	7,87
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	22/8/2007	DUR	2,22
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	22/8/2007	DPR	8,82
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	23/8/2007	DPR	8,33
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	24/8/2007	DPR	3,77
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	26/8/2007	DPR	8,02
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	4/9/2007	DCA	0,27
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	11/9/2007	DCA	1,57
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	11/9/2007	DUR	3,88
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	22/9/2007	DUR	2,22
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	23/9/2007	DAU	4,12
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	23/9/2007	DPR	6,33
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	28/9/2007	DAU	0,08
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	28/9/2007	DAU	0,02
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	28/9/2007	DAU	4,12
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	28/9/2007	DAU	0,02
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	30/9/2007	DPR	6,60
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	2/10/2007	DEM	1,55
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	3/10/2007	DPR	2,80
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	5/10/2007	DAU	0,12
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	6/10/2007	DAU	0,05
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	7/10/2007	DPR	8,75
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	12/10/2007	DAU	0,05
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	19/10/2007	DAU	0,30
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	19/10/2007	DAU	0,07
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	19/10/2007	DAU	0,03
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	21/10/2007	DPR	10,88

LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	25/10/2007	DUR	3,05
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	1/11/2007	DAU	0,07
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	3/11/2007	DAU	0,03
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	4/11/2007	DPR	7,32
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	10/11/2007	DPR	23,15
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2 /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	11/11/2007	DPR	5,63
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	14/11/2007	DAU	0,02
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	14/11/2007	DAU	0,02
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	15/11/2007	DUR	5,80
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	18/11/2007	DPR	9,03
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	25/11/2007	DPR	22,68
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	2/12/2007	DUR	4,68
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	2/12/2007	DPR	9,12
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	6/12/2007	DPR	2,45
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	8/12/2007	DAU	0,37
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	9/12/2007	DPR	9,40
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	9/12/2007	DPR	6,28
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	14/12/2007	DCA	1,10
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	CTEEP	15/12/2007	DPR	2,58
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	16/12/2007	DPR	3,68
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	16/12/2007	DUR	7,38
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	31/12/2007	DAU	0,03
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	9/1/2008	DUR	3,25
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	10/1/2008	DAU	0,02
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	15/1/2008	DAU	770,32
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	15/1/2008	DAU	73,42
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	16/1/2008	DUR	73,42
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	20/1/2008	DUR	1,53
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	26/1/2008	DPR	4,93
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	8/2/2008	DUR	3,18
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	17/2/2008	DUR	58,78
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	17/2/2008	DPR	11,82
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	23/2/2008	DUR	10,05
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	24/2/2008	DUR	7,85
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	24/2/2008	DUR	14,28
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	25/2/2008	DUR	7,73
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2 /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	4/3/2008	DUR	6,50
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	9/3/2008	DPR	1,13
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	9/3/2008	DEM	19,43
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	9/3/2008	DPR	1,43
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	11/3/2008	DUR	4,47
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	15/3/2008	DPR	4,70
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	16/3/2008	DPR	13,30
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	30/3/2008	DPR	3,42

LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	12/4/2008	DUR	4,55
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	12/4/2008	DAU	0,07
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	14/4/2008	DUR	4,55
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	16/4/2008	DAU	0,32
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2 /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	17/4/2008	CAN	0,00
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	18/4/2008	DPR	2,92
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	20/4/2008	DPR	14,05
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	23/4/2008	DUR	0,15
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	23/4/2008	DUR	0,05
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	23/4/2008	DPR	9,18
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	24/4/2008	DUR	6,72
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	25/4/2008	DUR	3,82
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	27/4/2008	DPR	3,28
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	5/5/2008	DPR	6,67
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	6/5/2008	DUR	2,53
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	7/5/2008	CAN	0,00
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	7/5/2008	DPR	6,83
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	7/5/2008	DPR	6,28
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	11/5/2008	DPR	4,12
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	13/5/2008	DPR	6,30
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	14/5/2008	CAN	0,00
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	14/5/2008	DPR	6,85
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	15/5/2008	DPR	6,37
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	CTEEP	16/5/2008	DPR	6,93
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	17/5/2008	DPR	16,88
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	18/5/2008	DPR	7,13
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	20/5/2008	DPR	6,52
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	22/5/2008	DPR	18,13
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2 /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	23/5/2008	DPR	10,25
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	23/5/2008	DPR	4,90
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	24/5/2008	DPR	17,00
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	25/5/2008	DPR	16,85
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	30/5/2008	DPR	7,25
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	31/5/2008	DPR	8,05
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	15/6/2008	DPR	1,63
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	17/6/2008	DAU	0,02
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	12/7/2008	DPR	6,12
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	13/7/2008	DPR	16,13
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	13/7/2008	DPR	0,90
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	17/7/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	21/7/2008	DPR	5,32
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	27/7/2008	DPR	11,92
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	29/7/2008	DPR	2,65
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	29/7/2008	DAU	0,07
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO	CTEEP	3/8/2008	DAU	0,02

C-1 SP				
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	5/8/2008	DAU	0,02
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	7/8/2008	DAU	0,02
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	11/8/2008	DEM	0,30
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	19/8/2008	DPR	4,90
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	22/8/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	24/8/2008	DPR	9,32
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	30/8/2008	DAU	0,02
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	31/8/2008	DPR	11,90
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	3/9/2008	DAU	0,03
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	5/9/2008	DAU	0,02
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	10/9/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	11/9/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	11/9/2008	DAU	0,08
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	11/9/2008	DAU	0,02
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	14/9/2008	DPR	11,85
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	14/9/2008	DPR	1,40
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	21/9/2008	DPR	11,62
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	22/9/2008	DAU	0,02
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	30/9/2008	DPR	5,20
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	1/10/2008	DPR	6,32
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	2/10/2008	DPR	6,70
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	3/10/2008	DPR	3,42
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	3/10/2008	DPR	6,30
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	4/10/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	CTEEP	16/10/2008	DAU	0,08
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	21/10/2008	DPR	3,50
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	22/10/2008	DPR	2,85
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	25/10/2008	DAU	0,12
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	26/10/2008	DAU	0,02
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	27/10/2008	DAU	2,03
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	27/10/2008	DAU	1,07
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	259,33
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	116,33
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,07
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,05
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,33
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,10
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,08
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	29/10/2008	DAU	0,02
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	9/11/2008	DPR	7,78
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	13/11/2008	DAU	0,02
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	15/11/2008	DPR	12,12
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	16/11/2008	DPR	10,75
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	CTEEP	16/11/2008	DPR	7,30
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-	CTEEP	20/11/2008	DPR	4,40

1 SP				
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	23/11/2008	DPR	9,13
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	23/11/2008	DPR	6,75
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	2/12/2008	DAU	0,02
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	6/12/2008	DAU	0,07
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	CTEEP	6/12/2008	DAU	4,12
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	13/12/2008	DPR	10,35
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	14/12/2008	DPR	10,98
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	16/12/2008	DPR	6,00
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	17/12/2008	DPR	6,43
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	18/12/2008	DPR	5,03
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	20/12/2008	DAU	0,02
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	CTEEP	21/12/2008	DAU	0,03
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	25/12/2008	DAU	0,02
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	30/12/2008	DPR	1,77
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	9/1/2009	DAU	0,02
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	11/1/2009	DPR	34,78
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	11/1/2009	DPR	5,98
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	13/1/2009	DPR	12,50
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	14/1/2009	DPR	10,72
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	14/1/2009	DAU	0,02
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	15/1/2009	DPR	10,03
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	18/1/2009	DPR	10,92
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	19/1/2009	DPR	11,32
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	20/1/2009	DPR	11,33
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	21/1/2009	DPR	10,67
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	22/1/2009	DPR	11,55
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	25/1/2009	DPR	12,87
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	25/1/2009	DPR	7,45
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	1/2/2009	DPR	14,50
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	CTEEP	5/2/2009	DPR	4,55
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	CTEEP	6/2/2009	DPR	4,17
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	8/2/2009	DAU	0,02
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	15/2/2009	DPR	7,22
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	18/2/2009	DAU	0,02
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	CTEEP	20/2/2009	DPR	0,73
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	21/2/2009	DPR	9,92
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	CTEEP	22/2/2009	DAU	0,02
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	CTEEP	8/3/2009	DPR	9,82
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	14/3/2009	DPR	11,90
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	15/3/2009	DPR	11,45
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	22/3/2009	DPR	4,55
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	CTEEP	5/4/2009	DPR	4,03
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	6/4/2009	DAU	164,30
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	6/4/2009	DAU	143,77
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	16/4/2009	DPR	4,12
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	CTEEP	17/4/2009	DPR	4,05
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	18/4/2009	DPR	10,42
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	CTEEP	19/4/2009	DPR	2,22

LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	19/4/2009	DPR	10,03
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	CTEEP	1/5/2009	DPR	6,35
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	CTEEP	7/5/2009	DPR	1,80
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	15/5/2009	DAU	1,52
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	CTEEP	15/5/2009	DAU	1,52
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	CTEEP	31/5/2009	DPR	8,03
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	CTEEP	31/5/2009	DPR	6,78
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	6/6/2009	DPR	10,53
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	CTEEP	7/6/2009	DPR	9,53
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	13/6/2009	DPR	56,93
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	CTEEP	20/6/2009	DPR	36,28
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	23/6/2009	DPR	0,28
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	CTEEP	24/6/2009	DPR	0,22
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	24/6/2009	DAU	0,07
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	CTEEP	24/6/2009	DEM	3,38
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	CTEEP	28/6/2009	DPR	9,87

Tabela II – Relação de desligamentos programados das linhas de transmissão 440 kV ocorridos no ciclo 2008-2009

Relação de LT 440 kV existentes	Relação das LT 440 kV que ficaram indisponíveis	Data Início	Duração Real (horas)
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	12/7/2008	6,12
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	13/7/2008	16,13
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	13/7/2008	0,90
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	21/7/2008	5,32
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	27/7/2008	11,92
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	29/7/2008	2,65
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	19/8/2008	4,90
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	24/8/2008	9,32
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	31/8/2008	11,90
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	14/9/2008	11,85
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	14/9/2008	1,40
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	21/9/2008	11,62
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2 /EMBU-GUACU C-1 SP	LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	30/9/2008	5,20
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	1/10/2008	6,32
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	2/10/2008	6,70
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	3/10/2008	3,42



LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	3/10/2008	6,30
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	21/10/2008	3,50
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	22/10/2008	2,85
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	9/11/2008	7,78
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	15/11/2008	12,12
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	16/11/2008	10,75
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	16/11/2008	7,30
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	20/11/2008	4,40
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	23/11/2008	9,13
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	23/11/2008	6,75
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	13/12/2008	10,35
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	14/12/2008	10,98
LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	16/12/2008	6,00
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	17/12/2008	6,43
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	18/12/2008	5,03
	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	30/12/2008	1,77
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	11/1/2009	34,78
	LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	11/1/2009	5,98
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	13/1/2009	12,50
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	14/1/2009	10,72
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	15/1/2009	10,03
	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	18/1/2009	10,92
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	19/1/2009	11,32
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	20/1/2009	11,33
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	21/1/2009	10,67
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	22/1/2009	11,55
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	25/1/2009	12,87
	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	25/1/2009	7,45
	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	1/2/2009	14,50
	LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	5/2/2009	4,55

	LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	6/2/2009	4,17
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	15/2/2009	7,22
	LT 440 kV GERDAU SP /EMBU- GUACU C-1 SP	20/2/2009	0,73
	LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	21/2/2009	9,92
	LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	8/3/2009	9,82
	LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	14/3/2009	11,90
	LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	15/3/2009	11,45
	LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	22/3/2009	4,55
	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	5/4/2009	4,03
	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	16/4/2009	4,12
	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	17/4/2009	4,05
	LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	18/4/2009	10,42
	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	19/4/2009	2,22
	LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	19/4/2009	10,03
	LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	1/5/2009	6,35
	LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	7/5/2009	1,80
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	31/5/2009	8,03
	LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	31/5/2009	6,78
	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	6/6/2009	10,53
	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	7/6/2009	9,53
	LT 440 kV JUPIA /BAURU C- 1 SP	13/6/2009	56,93
	LT 440 kV JUPIA /BAURU C- 2 SP	20/6/2009	36,28
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	23/6/2009	0,28
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	24/6/2009	0,22
	LT 440 kV JUPIA /BAURU C- 1 SP	28/6/2009	9,87

Tabela III – Relação de Outros Desligamentos das linhas de transmissão 440 kV ocorridos no ciclo 2008-2009

Relação de LT 440 kV existentes	Relação das LT 440 kV que ficaram indisponíveis	Data Início	Duração Real (horas)
LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	17/7/2008	0,02
LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	LT 440 kV AGUA VERMELHA/ARARAQUARA C-1 SP	29/7/2008	0,07
LT 440 kV ARARAQUARA /MOGI MIRIM 3 C-1 SP	LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	3/8/2008	0,02
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTA BARBARA C-1 SP	LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	5/8/2008	0,02
LT 440 kV ARARAQUARA /SANTO ANGELO C-1 SP	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	7/8/2008	0,02
LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	11/8/2008	0,30
LT 440 kV BAURU /ARARAQUARA C-1 SP	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	22/8/2008	0,02
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	30/8/2008	0,02
LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	3/9/2008	0,03
LT 440 kV BOM JARDIM /SANTO ANGELO C-1 SP	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	5/9/2008	0,02
LT 440 kV BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	10/9/2008	0,02
LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	11/9/2008	0,02
LT 440 kV CIA.B.ALUM.2 /EMBU-GUACU C-1 SP	LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	11/9/2008	0,08
LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	11/9/2008	0,02
LT 440 kV EMBU-GUACU /SANTO ANGELO C-1 SP	LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	22/9/2008	0,02
LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	4/10/2008	0,02
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/AGUA VERMELHA C-1 SP	LT 440 kV ASSIS /BAURU C-1 SP	16/10/2008	0,08
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	LT 440 kV AGUA VERMELHA/RIBEIRAOPRETO C-1 SP	25/10/2008	0,12
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-2 SP	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	26/10/2008	0,02
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	27/10/2008	2,03
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	27/10/2008	1,07
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	29/10/2008	259,33
LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	29/10/2008	116,33
LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	29/10/2008	0,07
LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	29/10/2008	0,05
LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	29/10/2008	0,33
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	29/10/2008	0,10
LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	29/10/2008	0,08

LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	29/10/2008	0,02
LT 440 kV TAQUARUCU /CAPIVARA C-1 SP	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	13/11/2008	0,02
LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-2 SP	2/12/2008	0,02
	LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	6/12/2008	0,07
	LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	6/12/2008	4,12
	LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	20/12/2008	0,02
	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	21/12/2008	0,03
	LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	25/12/2008	0,02
	LT 440 kV BAURU /CABREUVA C-1 SP	9/1/2009	0,02
	LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	14/1/2009	0,02
	LT 440 kV GERDAU SP /EMBU-GUACU C-1 SP	8/2/2009	0,02
	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/ARARAQUARA C-1 SP	18/2/2009	0,02
	LT 440 kV CAPIVARA /ASSIS C-1 SP	22/2/2009	0,02
	LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	6/4/2009	164,30
	LT 440 kV JUPIA /BAURU C-2 SP	6/4/2009	143,77
	LT 440 kV JUPIA /BAURU C-1 SP	15/5/2009	1,52
	LT 440 kV TAQUARUCU /JUPIA C-1 SP	15/5/2009	1,52
	LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	24/6/2009	0,07
	LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	11/8/2008	0,30
	LT 440 kV RIBEIRAOPRETO/SANTA BARBARA C-1 SP	24/6/2009	3,38

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)