



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
INSTITUTO DE CIÊNCIAS HUMANAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
REGEN – MESTRADO PROFISSIONAL EM REGULAÇÃO E
GESTÃO DE NEGÓCIOS
Brasília - DF

**ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS LEILÕES DE
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO
BRASIL**

Raquel Gonçalves Carvalho
Matrícula nº09/0040511

ORIENTADOR: Prof. Dr. Marcus Faro de Castro

JULHO/2011

BRASÍLIA – DF
2011

Raquel Gonçalves Carvalho

**ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS LEILÕES DE
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO
BRASIL**

Dissertação apresentada ao Departamento de
Economia da Universidade de Brasília para
obtenção do Título de Mestre em Regulação.

Orientador: Dr. Marcus Faro de Castro

BRASÍLIA – DF.
2011

Raquel Gonçalves Carvalho

**ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS LEILÕES DE
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO
BRASIL**

Dissertação apresentada ao Departamento de
Economia da Universidade de Brasília para
obtenção do Título de Mestre em Regulação.
Orientador: Prof. Dr. Marcus Faro de Castro

Data de aprovação: 22/07/2011

MEMBROS COMPONENTES DA BANCA EXAMINADORA:

Presidente e Orientador: Prof. Dr. Marcus Faro de Castro – UnB.

Membro Titular: Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo – UnB.

Membro Titular: Dr. Júlio César Rezende Ferraz – ANEEL.

Local: Universidade de Brasília
Departamento de Economia
UNB - Brasília

A Mário e Maria Inez,

pela dedicação, orientação, por ser meu porto seguro, para onde sempre
volto depois das batalhas seja para comemorar ou me reconfortar;

OFEREÇO

À minha irmã, Denise, que mesmo tendo chegado mais tarde é minha grande
companheira e incentivadora;

DEDICO

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelas oportunidades e pelas pessoas que passando em minha vida me ensinaram valores essenciais.

Ao meu co-orientador Dr. Júlio César Rezende Ferraz que contribuiu diretamente na conclusão desta monografia.

Ao professor Ivan, pela dedicação, ajuda e disposição em ensinar.

À ANEEL por tornar possível a realização e minha participação neste curso.

Aos colegas que tornaram mais fácil e agradável a minha participação no curso, e que muito colaboraram na conclusão deste. Em especial Camila, Maria Luiza, Carlos Eduardo, Carlos Marcel e Robson que não me deixaram esmorecer.

A meu irmão, Carlos Henrique, por fazer e ter feito parte da fase mais divertida da vida.

Aos professores e coordenação envolvidos na condução do curso.

SUMÁRIO

RESUMO	i
ABSTRACT	ii
ÍNDICE DE FIGURAS	iii
ÍNDICE DE TABELAS	iv
LISTA ABREVIATURAS E SIGLAS	v
1 INTRODUÇÃO	6
2 SISTEMA DE TRANSMISSÃO	13
2.1 Histórico do Setor Elétrico no Brasil	15
2.2 O Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Brasileiro	17
2.2.1 Princípio Geral	17
2.2.2 Remuneração das Concessionárias de Transmissão	23
2.2.3 Reajuste e Revisão das Receitas das Transmissoras	25
2.2.3.1 Reajuste	25
2.2.3.2 Revisão	27
2.2.3.3 Revisão das Receitas Licitadas	29
2.2.4 Expansão da Rede Básica	32
2.2.5 Função Transmissão e Parcela Variável	33
3 DEFESA DA CONCORRÊNCIA E LEILÕES	36
3.1 Defesa da Concorrência	36
3.1.1 Política de Defesa da Concorrência	36
3.1.2 Defesa da Concorrência no Brasil	37
3.1.3 Defesa da Concorrência na Transmissão de Energia Elétrica	38
3.2 Leilões de Serviço Público	39
3.2.1 Teoria de Leilão	40
3.2.2 Estratégias dos proponentes nos diferentes tipos de leilão	42
3.2.3 Leilão do serviço de Transmissão de Energia Elétrica	44
4 ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO NO BRASIL	48
4.1 Resultados Obtidos	52
4.2 Dados Relevantes	60
5. CONCLUSÕES	62
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
ANEXOS	67

RESUMO

CARVALHO, Raquel Gonçalves. **ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**. BRASÍLIA: UnB, 2011. (Dissertação – Mestrado de Regulação e Gestão de Negócios) *

O presente estudo teve como objetivo analisar os resultados das **Licitações** para contratação de serviço público de transmissão de energia elétrica, mediante outorga de concessão, incluindo a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão da Rede Básica do **Sistema Interligado Nacional**.

Foi apresentado o histórico das mudanças no setor elétrico mundial e as diferenças entre o setor no Brasil e em outros países, como Estados Unidos e Inglaterra. Além disso, foi oferecida breve descrição de como funciona e é remunerado o setor de transmissão elétrica no país.

Sabendo que os **reforços** em instalações de transmissão existentes são autorizados para as Transmissoras responsáveis pela instalação (subestação ou linha de transmissão), o estudo procura correlacionar os altos deságios nos **leilões** com a expectativa do agente vencedor de ter reforços autorizados em breve. Assim, o estudo visa contribuir para o fortalecimento da concorrência nos processos de licitação de instalações no setor de **transmissão de energia**.

* Comitê Orientador: Marcus Faro de Castro - UnB (Orientador),
Júlio César Rezende Ferraz – ANEEL (Co-orientador).

ABSTRACT

CARVALHO, Raquel Gonçalves. **ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**. BRASÍLIA: UnB, 2011. (Dissertation – Master's degree in regulation and business management) *

The present study analyzes the results of **auctions** of transmission of electric energy in Brazil.

The history of changes in the electric sector around the world and the differences between the Brazilian sector and that of other countries was presented. Moreover, we explained how the electric transmission sector works and is remunerated in our country.

The so-called **reinforcements** in transmissions lines are always granted to the company that has the concession to explore that line. This study tries to correlate the decrease in the value of auction bids and the expectation of the auction's winner to obtain a governmental privilege granted to do any reinforcements in a given transmission line.. Thus, this study tries to contribute to the improvement of auctions in the sector of **transmission of electrical energy** in Brazil.

* Comitê Orientador: Marcus Faro de Castro - UnB (Orientador),
Júlio César Rezende Ferraz – ANEEL (Co-orientador).

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Reforço – Instalação de novo transformador em subestação existente.....	10
Figura 1.2: Ampliação – Instalação de nova linha de transmissão e nova subestação...	11
Figura 4.1: Lances dos Lotes dos Leilões realizados entre 2003 a 2010.....	49
Figura 4.2: Divisão da RAP dividida em concessões antigas, autorizadas e licitadas (em Jul/2010)	52
Figura 4.3: Razão entre as Receitas Autorizadas e a Receita Total de cada Concessionária de Transmissão (em Jul/2010).....	53
Figura 4.4: Razão entre as Receitas Autorizadas e a Receita Total de cada Concessionaria de Transmissão Licitadas (em Jul/2010).....	54
Figura 4.5: Resultado dos leilões realizados em relação aos lotes licitados entre 1999 e 2010	56
Figura 4.6: Resultado dos leilões dos lotes que tiveram indicação subsequente de reforços nos Planos ou Programas.....	57
Figura 4.7: Proporção dos lotes que tiveram reforços indicados e elaboraram os relatórios que subsidiaram os editais.....	58
Figura 4.8: Proporção dos lotes que tiveram reforços indicados e deságios maiores que 25%	59
Figura 4.9: Tendência dos deságios dos leilões de acordo com o decréscimo da participação da receita autorizada na receita total dos contratos	60

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1: Obras objeto do Lote B do Leilão nº 001/2010	21
Tabela 4.1: Destaque do ANEXO III.....	50
Tabela 4.2: Tendência do deságio em relação a receita autorizada.....	51
Tabela 4.3: Divisão dos lotes leiloados entre 1999 e 2010.....	56
Tabela 4.4: Divisão dos lotes entre os que tiveram e os que não tiveram reforço indicado.....	57
Tabela 4.5: Divisão dos lotes com reforços indicados.....	57
Tabela 4.6: Divisão dos lotes com reforços por deságio.	58

LISTA ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
AVC: Aviso de Crédito
AVD: Aviso de Débito
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
DIT's: Demais Instalações de Transmissão
EPE: Empresa de Pesquisa Energética
FT: Função de Transmissão
MAE: Mercado Atacadista de Energia
MME: Ministério de Minas e Energia
NT: Nota Técnica
ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR: Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica
PAR/DIT: Proposta Anual de Ampliações e Reforços em Instalações de Transmissão não integrantes da Rede Básica
PAR/PET: Relatório de planejamento que consolida os relatórios: PAR e PET
PAR/PET-DIT: Relatório de planejamento que consolida os relatórios: PAR/DIT e PET
PDE: Plano Decenal de Expansão de Energia
PET: Programa de Expansão da Transmissão
PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV: Parcela Variável
RAP: Receita Anual Permitida
RBNI: Rede Básica Novas Instalações
RBSE: Rede Básica Instalações Existentes
RCDM: Receita de Conexão Novas Instalações
RPC: Receita de Conexão Instalações Existentes
REA: Resolução Autorizativa
REN: Resolução Normativa
SIGET – Sistema de Gestão da Transmissão
SIN: Sistema Interligado Nacional
SRE: Superintendência de Regulação Econômica
SRT: Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão

1 INTRODUÇÃO

A indústria de energia elétrica é uma atividade econômica de interesse público. A Constituição da República Federativa do Brasil, de 1988, em seu art. 21, inciso sétimo, alínea b determina que compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos. As atividades desta indústria são regidas por organização de mercado específica, existindo características do monopólio de exploração, em algumas partes do processo.

Uma das características que diferencia o setor de energia elétrica de outros setores é a impossibilidade de estocagem, neste setor o produto não pode ser produzido e armazenado para ser vendido posteriormente: a energia elétrica é gerada e consumida simultaneamente. Além disso, as características desse setor requerem um investimento alto no início da atividade, os ativos são específicos e o tempo de maturação dos investimentos é longo. Por não haver mercado secundário dos ativos do setor de energia, tanto a entrada no mercado quanto a saída abrupta do mercado são difíceis, tornando a indústria tradicionalmente monopolista.

Com tais características, o setor precisa do estabelecimento de regras que permitam a obtenção da correta remuneração do capital investido, a coordenação eficiente da rede elétrica, a garantia aos usuários de acesso ao serviço, a existência de produto confiável, com qualidade e a preços módicos.

No início, as companhias de eletricidade não tinham padrões técnicos uniformizados, cada uma determinava as tensões que eram usadas para transmitir e distribuir a energia, seus mercados eram distribuídos por região e eram independentes e isolados dos mercados das outras companhias existentes, fazendo com que o desenvolvimento econômico da companhia dependesse do desenvolvimento da região e conseqüentemente do seu mercado. Esse processo histórico produziu “ilhas elétricas”

com grandes diferenças entre os padrões técnicos e desempenho econômico das várias companhias de eletricidade.

Se os mercados locais fossem interconectados formando um sistema elétrico único, a coordenação deste sistema possibilitaria a implantação de grandes usinas que exportasse energia para outras regiões, não existiria a interdependência entre os consumidores e os geradores de cada região, promovendo maior confiabilidade e estabilidade para o sistema elétrico.

No Brasil, antes da reforma, além dos aspectos técnicos, o setor elétrico estava em um ciclo vicioso onde as empresas de distribuição, que eram estatais, não remuneravam de forma correta as transmissoras e geradoras, que eram federais, e estas por sua vez não tinham incentivo pra fazerem os reforços necessários para permitir o crescimento do mercado de energia elétrica. Esses problemas na regulamentação, a falta de incentivos à eficiência, a estagnação do mercado e o fortalecimento do pensamento de se ter um estado que gerencie mais que execute fizeram mudar este modelo de organização e de regulamentação do setor elétrico.

Gastaldo e Berger (2009) descreveram que durante a década de 1970, economistas começaram a questionar duramente os monopólios na prestação dos serviços públicos. Esses economistas desenvolveram algumas ideias para o setor de energia elétrica, entre as quais constavam:

- a) a separação do segmento de geração da transmissão e da distribuição;
- b) a concorrência se daria mais intensamente no segmento de geração;
- c) a transmissão seria um segmento de monopólio natural, mas deveria garantir acesso aos geradores para que pudessem usar os sistemas de transmissão que entregasse seu produto ao consumidor final;

d) a distribuição de energia elétrica continuaria seguindo como monopólio natural, mas deveria ser separada da transmissão;

e) seria criada a possibilidade da existência de comercializadores de energia elétrica, que seriam intermediários entre os geradores e os consumidores;

f) criação dos chamados “consumidores livres”, que poderiam adquirir energia elétrica, via comercializadores, de quem quisessem, pagando os custos de transmissão e distribuição;

g) criação de órgão regulador com autonomia perante o governo e em relação aos agentes para garantir as regras do jogo e estimular o crescente processo de concorrência e a qualidade dos serviços em favor dos consumidores.

No Brasil, a Lei nº 8.987/95 dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, a Lei nº 9.074/95 instituiu o Produtor Independente de Energia e definiu que o poder concedente deveria definir as instalações que iriam compor a Rede Básica, as que seriam de âmbito da distribuição e as de interesse exclusivo das centrais geradoras.

A Lei nº 9.427/96 instituiu a ANEEL, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Em 1998, o decreto nº 2.655 determinou que as instalações e equipamentos considerados integrantes da Rede Básica de Transmissão, de conformidade com os procedimentos e critérios estabelecidos pela ANEEL, seriam disponibilizadas, mediante Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, ao ONS, e a este estão subordinadas suas ações de coordenação e operação.

O decreto instituiu, ainda, o MAE – Mercado Atacadista de Energia onde eram realizadas as transações de compra e venda de energia e que mais tarde foi sucedido pela CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Além da Rede Básica, a geração integrante do Sistema Interligado Nacional - SIN, tem suas atividades de coordenação e controle da operação da geração de energia elétrica a cargo do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores livres.¹

O decreto nº 10.848, de 15 de março de 2004, alterou a Lei nº 9.074/95, no sentido de desverticalizar o setor de energia elétrica, quando vetou que as empresas de distribuição exercessem atividades de geração, transmissão e comercialização de energia a consumidores livres.

Com o objetivo de cumprir o estabelecido na Lei nº 9.074/95 e no Decreto 2.655/ 98, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004, que define as instalações de Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, classifica as Demais Instalações de Transmissão – DIT. Além disso, a REN 67/2004 determinou que no atual modelo do setor de energia elétrica no Brasil, as novas instalações de Transmissão a serem integradas deverão:

- estar recomendadas por estudos de planejamento,
- ser projetadas em observância aos Procedimentos de Rede² e
- ser respaldadas pelos respectivos estudos técnicos e econômicos.

O Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – PAR e Plano Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica – PAR-DIT³ são produtos do ONS, realizados anualmente, com horizonte de estudo de três anos, e estabelecem as necessidades de expansão da Rede Básica e das Demais

¹ Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, que regulamente os arts. 13 e 14 da Lei nº 9.648/98 e o art. 23 da Lei nº 10.848/2004, que tratam do ONS.

² “Os Procedimentos de Rede são documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN” (www.ons.org.br).

³ Submódulo 4.3 dos Procedimentos de Rede.

Instalações de Transmissão para preservar o adequado desempenho operacional do sistema e garantir o livre acesso dos agentes (geradores, consumidores, distribuidoras e outras transmissoras) às instalações da Rede Básica. Os estudos, que resultam na proposição de obras ao MME são realizados de forma descentralizada, em processo aberto à participação de todos os Agentes e visam a subsidiar o processo de licitação de concessão ou de autorização de reforços.

A partir dos estudos de planejamento, as obras serão classificadas como novas instalações ou reforços em instalações existentes. Os reforços são as implementações de novos equipamentos, substituições ou adequações em instalações existentes. Após sua indicação nos Planos de Ampliação e Reforços, inicia-se o processo de autorização para que a concessionária responsável pela instalação onde será implantado o reforço execute as obras necessárias, esse processo culminará na publicação de Resolução Autorizativa.

Nos processos de autorização de reforços, a ANEEL calcula Receita Anual Permitida que remunere a concessionária autorizada pela execução, operação e manutenção das instalações objeto de Resolução Autorizativa específica. A figura abaixo ilustra exemplo de reforço.

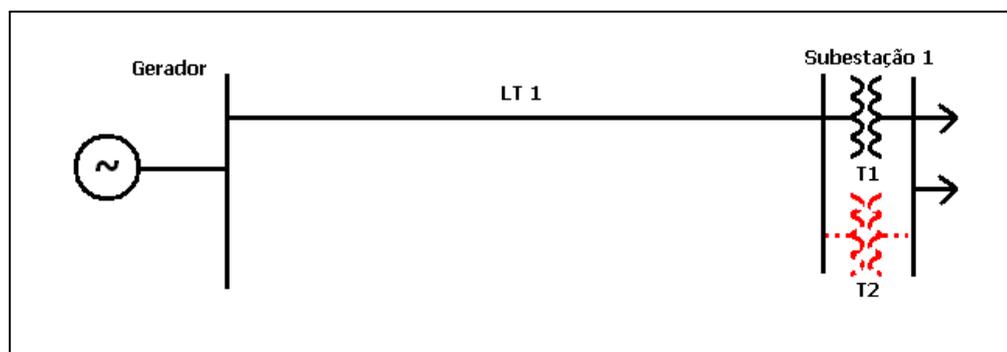


Figura 1.1: Reforço – Instalação de novo transformador em subestação existente.
Fonte: Elaboração própria.

São consideradas ampliações, as implementações de novas instalações, sejam elas linhas de transmissão ou subestações. Após sua indicação nos Planos de Ampliação e Reforços, inicia-se o processo de licitação de concessão, onde se dá a concorrência no setor de transmissão. Segundo a Resolução Normativa nº 67/2004, em se tratando de instalações de transmissão que sejam objeto de licitações para outorga de

concessão, deve ser encaminhado para o MME conjunto de documentos relacionados às instalações, que dêem suporte à ANEEL na preparação dos processos licitatórios cabíveis.

O inciso I do art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, determina que no julgamento da licitação de serviço público a ser prestado será considerado o critério de menor valor da tarifa. Desta forma, na elaboração do edital de leilão, a ANEEL calcula a Receita Anual Permitida (RAP) máxima e o ganhador da licitação será o que oferecer executar, operar e manter as instalações objeto do leilão recebendo a menor receita anual dentre os proponentes, e esta receita não pode ser maior que a receita máxima do edital. A figura abaixo ilustra exemplo de ampliação.

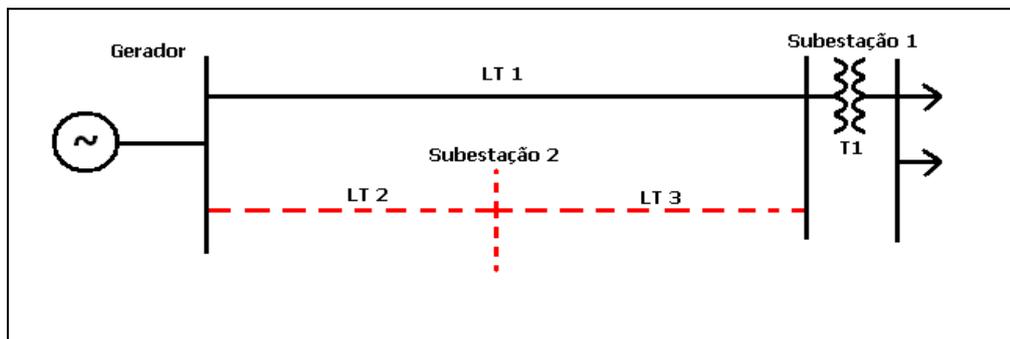


Figura 1.2: Ampliação – Instalação de nova linha de transmissão e nova subestação.
Fonte: Elaboração própria.

As RAPs estabelecidas em Resoluções Autorizativas ou definidas em leilão de concessão serão pagas aos agentes a partir da data em que as instalações entrarem em operação e são calculadas com premissas diferentes, mas o investimento, que é o item mais relevante na determinação da receita, é determinado, nos dois casos, pelo banco de preços de equipamentos, homologado pela Resolução Homologatória nº 758, de 6 de janeiro de 2009.

As propostas vencedoras dos leilões de concessão de instalações de transmissão de energia elétrica têm alcançado deságios de até 50%, isto significa que em alguns lotes leiloados as proponentes vencedoras se disseram capazes de executar,

operar e manter as instalações recebendo quase a metade da receita anual calculada pela ANEEL.

As Resoluções Autorizativas são publicadas em favor da empresa que detêm a concessão da instalação de transmissão onde será executado o reforço, estabelecendo as obras a serem instaladas e determinando as parcelas de RAP que remunerarão a transmissora autorizada por cada novo ativo que deve executar, operar e manter em sua concessão.

Como dito antes, os Planos de Ampliações e Reforços na Rede Básica são produtos do ONS e são realizados de forma descentralizada e de maneira aberta à participação de todos os Agentes.

O presente trabalho pretende analisar a hipótese de que a proponente que pressuponha que as instalações objeto do leilão que necessitarão de reforços tem interesse em ofertar maiores deságios no leilão com intenção de ser autorizada a implantar os reforços mediante parcela adicional de RAP. Um dos indícios dessa hipótese foi a constatação de que houveram reforços indicados nos Planos de Ampliações e Reforços na Rede Básica em 36% dos lotes leiloados entre 1999 e 2010.

O estudo irá analisar, ainda, se o tipo de leilão usado atualmente pela ANEEL, na concessão do serviço de transmissão de energia elétrica, é eficiente apesar da assimetria de informação entre os participantes do leilão. Analisando se há vantagens em se considerar a transmissão de energia elétrica como um setor onde a concorrência é possível.

Para tanto, o trabalho versa sobre o histórico do setor elétrico e o sistema de transmissão brasileiro no capítulo 2, política de defesa da concorrência e teoria de leilões no capítulo 3. No capítulo 4, foram feitos levantamentos dos dados e resultados dos leilões, das indicações dos planos e programas de expansão da transmissão de energia e dos deságios e receitas obtidos nos contratos provenientes de leilões.

2 SISTEMA DE TRANSMISSÃO

A transmissão e a distribuição de energia elétrica requerem investimentos fixos elevados e irrecuperáveis, seu processo produtivo busca a maior utilização dos fatores produtivos com baixos custos de produção (economia de escala) e o valor de seus serviços aumentam em função do aumento de seus negócios (economia de escopo). Estas ideias levaram os órgãos públicos a tratar essas empresas como “monopólios naturais”, a fim de proteger o interesse dos consumidores. Além disso, a coordenação dos agentes era tão necessária quanto maior a interligação do sistema elétrico. Diante dessas premissas, o setor elétrico foi determinado pela verticalização das empresas e pela regulação e controle pelas autoridades públicas, com pouco ou nenhum espaço para a competição.

Com o passar do tempo, em todo o mundo, as dificuldades para a manutenção de um modelo verticalizado e monopolista foram compostas pela insatisfação dos consumidores por causa do aumento das tarifas e deterioração do serviço. Esta insatisfação dos consumidores, a crise financeira do setor que não permitia os investimentos necessários e a ascensão da ideia de desestatização de alguns serviços públicos geraram questionamentos dos modelos institucionais e diversas propostas de reforma, que tentavam introduzir a eficiência no setor. A maior parte dessas propostas defendia a liberdade de mercado e a mínima intervenção do Estado na economia.

Em todo o mundo, quando se pensou em concorrência no setor de energia elétrica, se pensou na geração de energia e assim foi criado o produtor independente. Porém, os geradores precisam de acesso ao sistema de transmissão com regras estáveis e que esse acesso seja indiscriminado. A expansão do sistema de transmissão também é muito importante para os geradores, pois afetam a habilidade deles terem acesso ao mercado com preços razoáveis e sua energia possa ser comercializada.

Segundo Hunt (2002), a maior dificuldade de se reestruturar o setor era o relacionamento entre o operador do sistema e as empresas de transmissão. Surgiram, então, duas opções de estruturas para o setor de transmissão de energia elétrica: uma opção era fundar uma companhia separada, totalmente independente do mercado,

combinando a transmissão e a operação, como na Inglaterra, Espanha e Escandinávia; outra opção era separar o operador em uma organização, que não fosse dona de ativos de transmissão, sendo responsável pelos avisos de manutenção e expansão, mas não responsável pela execução, este modelo é adotado na Argentina e Austrália.

A criação do *Office of Electricity Regulation* (Offer) deu início à reestruturação do setor elétrico na Inglaterra. O Offer dividiu a Inglaterra em várias regiões de distribuição de energia elétrica e alienou o controle acionário das distribuidoras. A transmissão de energia elétrica passou a ser operada pela *National Grid Company* (NGC), empresa de transmissão regulada pelo OFFER, que também é responsável pela transmissão e planejamento, garantindo o livre acesso dos geradores ao sistema de transmissão. No entanto, o ponto mais inovador foi a criação do consumidor livre, inicialmente, para os consumidores de maior porte, no início do século a disponibilidade foi estendida para qualquer consumidor de energia elétrica no território inglês (Gastaldo & Berger, 2009).

Nos Estados Unidos, o PURPA (*The Public Utility Regulatory Policies Act*), de 1978, visava, principalmente, estimular a entrada de produtores independentes de eletricidade com base em fontes renováveis (*qualifying facilities*). O *Energy Policy Act*, de 1992, garantiu o livre acesso dos geradores ao sistema de transmissão e o aparecimento de amplos mercados atacadistas entre produtores e consumidores livres. As Diretrizes 888/1996 e 889/1997 estimularam a constituição de operadores independentes do sistema, os *Independent System Operators* (ISOs), pessoa jurídica cuja função é gerenciar os ativos de transmissão dos proprietários que cedem seus ativos em troca de receitas obtidas pelo ISO, porém sua adoção não é mandatória. Assim, a Califórnia e o Texas escolheram separar o operador das companhias de transmissão, outras partes do país, notavelmente o meio oeste, decidiram juntar o operador e as companhias de transmissão, são as chamadas Transco (Hunt, 2002).

A França mantém o paradigma de um sistema totalmente estatizado, monolítico e centralizado. A empresa *Électricité de France* (EDF) é monopólio estatal e para se obter resultado próximo ao do mercado competitivo, a tarifa é determinada pelo custo (Araújo & Oliveira, 2005).

Em nenhum desses países se tem concorrência no setor da transmissão, não se pensa em “pulverizar” os investimentos necessários para a manutenção e expansão deste setor, na possibilidade de compartilhamento de instalações e nos benefícios que isso pode trazer aos usuários. O Brasil adotou um modelo que permite a concorrência para a concessão da prestação do serviço de transmissão.

Isso não significa que mais de uma empresa concorrerão para transmitir a energia produzida e consumida, as empresas concorrerão para ter o monopólio de alguns ativos necessários ao serviço de transmissão e a concessão será entregue a empresa que se mostrar mais eficiente para implantar, operar e manter aqueles ativos.

2.1 Histórico do Setor Elétrico no Brasil

A eletricidade no Brasil foi inicialmente desenvolvida por capitais privados. Nas administrações de Vargas, o Estado começou a participar da geração de energia elétrica ao lado de grandes sociedades estrangeiras. Desde o final do século passado, a energia gerada utilizando a água como fonte é responsável pela maior parte da geração no Brasil. O elevado potencial hidroelétrico, próximo à principal região consumidora, levou o primeiro governo Vargas a elaborar o Código de Águas (1934), e criar órgão regulador, o Conselho Nacional de águas e Energia Elétrica visando regulamentar a propriedade e as prioridades de uso dos cursos de água do país. No processo de evolução, o Governo Federal se responsabilizou pelos serviços de geração e transmissão de energia elétrica, que exigiam maiores investimentos e longos prazos de maturação. A distribuição, inicialmente a cargo de empresas estrangeiras, foi sendo progressivamente estadualizada (Araújo & Oliveira, 2005).

Em 25 de abril de 1961, o presidente Jânio Quadros assinou a Lei 3.890-A, autorizando a União a constituir a Eletrobrás, mas, a instalação da empresa ocorreu oficialmente no dia 11 de junho de 1962. A Eletrobrás, empresa pública federal, recebeu a atribuição de promover estudos, projetos e operação da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica do país. A empresa passou a contribuir decisivamente para a expansão da oferta de energia elétrica e o desenvolvimento do país, introduzindo novas formas de planejar e financiar a expansão do setor (www.eletrobras.com).

A concentração dos recursos financeiros e a centralização dos processos decisórios na Eletrobrás viabilizaram a criação dos grandes mercados interconectados do Sul-Sudeste e do Norte-Nordeste. A disponibilidade de eletricidade barata induziu a localização de complexos industriais no país. Por outro lado, as dimensões continentais do Brasil e a opção pela hidroeletricidade exigiram a construção de linhas de transmissão de longa distância.

A partir do primeiro choque do petróleo em 1973, começou a haver inflação crescente, elevação de juros e menor desempenho econômico. Praticamente todos os governos brasileiros a partir de então usaram a contenção dos preços dos serviços públicos como instrumento de combate à inflação. Por causa da queda das tarifas, e posteriormente por causa do pagamento dos empréstimos, as empresas do setor ficaram financeiramente abaladas (Araújo & Oliveira, 2005).

O setor elétrico brasileiro tem algumas especificidades. A geração de energia é essencialmente de base hidráulica o que indica a interferência do clima e das precipitações pluviais na energia gerada. Uma hidroelétrica operando isoladamente terá nível de energia disponível bem menor que o nível da bacia ou do sistema completo. Daí o interesse em manter geração e transmissão coordenadas. Essa coordenação também previne a formação de conflitos pelo uso da água.

A reforma do setor elétrico foi motivada pelo esgotamento da capacidade de financiamento do Estado brasileiro, o caso brasileiro se caracteriza pela necessidade de integração e coordenação para garantir a qualidade do serviço e minimizar os custos da oferta. Assim, as regiões foram conectadas, criando o Sistema Interligado Nacional – SIN, operado pelo ONS, a concorrência se dá na geração e transmissão, as concessões de distribuição são definidas por região e as tarifas são fortemente reguladas.

2.2 O Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Brasileiro

2.2.1 Princípio Geral

A prestação de serviço público de distribuição se dá mediante concessão ou permissão. A concessionária ou permissionária explora o serviço de distribuição em uma área geográfica delimitada, em regime de monopólio, responsabilizando-se pela operação, manutenção e expansão dessa rede. As empresas de distribuição devem prestar esse serviço dentro de padrões mínimos de qualidade determinados no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST e para isso ela é responsável pelos reforços que deve fazer em sua rede. O serviço é remunerado com base em tarifa calculada pela ANEEL, que analisa os investimentos que foram feitos, indicando se estes foram feitos de forma prudente ou não, e cada consumidor paga a fatura de acordo com o seu consumo de energia.

A prestação de serviço público de transmissão (Rede Básica) se dá apenas mediante concessão. Diferentemente da concessionária de distribuição, que explora o serviço em determinada área, a concessão de transmissão é dada para cada nova instalação que será disponibilizada ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

Na distribuição, toda a gestão do negócio cabe à distribuidora, que irá tentar maximizar seus lucros (minimizar seus custos) provendo serviço adequado e recebendo, em contrapartida, a tarifa paga por seu consumidor. Na transmissão, cabe à concessionária implementar as obras, objeto de sua concessão, dentro de requisitos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede⁴, e gerir sua operação e manutenção para garantir a disponibilidade das instalações sob sua responsabilidade durante o maior tempo possível, pois a indisponibilidade dessas instalações ocorrerão em desconto de parte da receita da concessionária.

⁴ “Os Procedimentos de Rede são documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN” (www.ons.org.br).

A outorga da concessão de transmissão, sempre precedida de licitação, induz a competição na entrada, adquirindo o direito de explorar o serviço o empreendedor que se dispuser a prestá-lo pela menor receita permitida. Segundo os contratos de concessão do serviço público de transmissão, constitui obrigação da transmissora a prestação do serviço de acordo com regras e critérios estabelecidos pela ANEEL, sendo sua competência captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação de serviço, bem como a disponibilização das instalações de transmissão à operação integrada do sistema elétrico interligado, sob a supervisão e coordenação do ONS.

Os leilões de concessão do serviço público de transmissão são organizados pela ANEEL quando o PAR consolidado pelo MME indica instalação de novas subestações ou linhas de transmissão no SIN, são realizados na BOVESPA com inversão da ordem de fases, ocorrendo a habilitação apenas após a divulgação das propostas vencedoras. Os primeiros lances são feitos em envelope fechado e, quando houver propostas com apenas 5% de diferença entre si, esses proponentes passam a uma fase de lances viva-voz. As instalações de transmissão podem ser classificadas dentre aquelas que se destinam à formação da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, as de âmbito próprio da concessionária de distribuição e as de interesse exclusivo das centrais de geração.

As instalações de transmissão são classificadas, segundo a Resolução 067/04, como integrantes da Rede Básica ou como Demais Instalações de Transmissão (DITs), sendo essas últimas de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo, ou de uso exclusivo para importação e/ou exportação, e em tensão inferior a 230 kV, localizadas ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

A receita anual permitida (RAP) corresponde ao pagamento recebido pelas concessionárias de transmissão pela disponibilização de suas instalações, integrantes da Rede Básica ou das DITs, para prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica.

O Decreto nº 2.655/98, em seu art. 6º, determina que a atividade de transmissão de energia elétrica será exercida mediante concessão precedida de licitação, ressalvando o caso de reforços das instalações existentes que serão de responsabilidade da concessionária mediante autorização da ANEEL.

Como essas atividades de transmissão de energia elétrica são remuneradas através de uma RAP, a ANEEL deve estabelecer o valor da receita para cada concessão. Nas licitações, o valor de RAP estabelecido pela ANEEL será usado como a receita teto da concessão, isto é o valor máximo que o proponente deve ofertar. Nas autorizações, o valor estabelecido pela ANEEL corresponde a parcela, que será acrescida a RAP da concessão, devida ao aumento de ativos da concessão ou reforma dos existentes.

Em ambas as situações, é fundamental para o cálculo da RAP a taxa de retorno, ou custo do capital, que deve compensar adequadamente os investidores pelos riscos assumidos, refletindo, assim, o custo de oportunidade do negócio.

O Caderno Temático 5 da ANEEL descreve que os critérios e parâmetros observados pela Agência para o cálculo da RAP são os mesmos:

- a) Investimentos compostos por custos-padrão dos equipamentos associados;
- b) Taxa média de depreciação ponderada por cada tipo de equipamento;
- c) Custos padronizados de operação e manutenção, correspondentes a um percentual do investimento;
- d) Custo de capital próprio e de terceiros, obtidos por modelos CAPM e WACC (*Weighted Average Cost of Capital*)⁵
- e) Estrutura ótima de capital para o negócio-transmissão;

⁵ *Weighted Average Cost Of Capital* (WACC), significa Custo Médio Ponderado do Capital, e é o cálculo do custo de capital da entidade em que cada categoria de capital (próprio e de terceiros) é proporcionalmente ponderado.

f) Tributos e encargos, de acordo com a legislação.

A ANEEL reconhece o modelo tradicional do WACC, expresso pela fórmula abaixo, como taxa de desconto:

$$WACC = \frac{P}{P + D} \times ke + \frac{D}{P + D} \times kd \times (1 - T)$$

Onde:

ke: custo do capital próprio (valores reais) (% a.a.)

kd: custo da dívida (valores reais) (% a.a.)

P: participação de capital próprio (%)

D: participação de capital de terceiros ou dívida (%)

T: alíquota dos impostos sobre a renda (IRPJ e CSLL) (%)

Desta forma, para determinar o WACC é necessário conhecer ou determinar a estrutura de capital (P e D), os custos de capital próprio (kp) e de capital de terceiros (kd) e alíquotas dos impostos sobre a renda (T).

Os custos de operação, manutenção e administração (O&M) são fixados, para novas instalações de transmissão, no valor de um percentual do ativo imobilizado em serviço. Atualmente, para o cálculo da RAP máxima dos editais de leilão, este percentual varia de acordo com o investimento total do lote, já para a RAP estabelecida em Resoluções Autorizativas, o valor desse percentual é 2% do investimento para novos equipamentos. Assim como o custo de capital, o percentual de O&M são definidos nos ciclos de revisões das receitas das concessionárias de transmissão.

Os índices WACC calculados para novas concessões e concessões existentes são diferentes e essa é uma das razões que a receita calculada para um certo equipamento é diferente quando ele vai a leilão e quando ele é autorizado.

Para fazer uma comparação entre esses dois valores de receita, foi calculada a parcela da RAP da concessionária existente que seria estabelecida caso as obras objeto do lote B do Leilão nº 001/2010 tivesse sido objeto de Resolução Autorizativa em favor da concessionária existente na região, estas obras estão listadas na tabela a seguir.

Tabela 2.1: Obras objeto do Lote B do Leilão nº 001/2010

SUBESTAÇÃO	EQUIPAMENTO
SE Caxias 6	1 Módulo Geral em arranjo de barramento tipo BD4
	1 Interligação de Barras 230 kV
	7 Transformadores Monofásicos (6+1 Res) 230/ $\sqrt{3}$ -69/ $\sqrt{3}$ -13,8 kV de 55 MVA cada
	2 Conexões de Transformador 230kV – BD4
	1 Interligação de Barras 69 kV
	2 Entradas de Linhas 69 kV – BPT (Caxias 3 e Caxias 4)
	2 Conexões de Transformador 69 kV – BPT
	Implementação do trecho de linhas de transmissão, em 230 kV, entre a SE Caxias 6 e o ponto de seccionamento da Linha de Transmissão Caxias – Castertech, em 230 kV, com extensão aproximada de 0,5 km, em circuito duplo, e suas respectivas entradas de linha em arranjo barra dupla a 4 chaves na subestação 230/69 kV Caxias 6.
	Aquisição dos equipamentos necessários para as modificações nas entradas de linha das subestações Caxias e Taquara.
	SE Ijuí 2
1 Interligação de Barras 230 kV	
2 Transformadores Trifásicos 230/ $\sqrt{3}$ -69/ $\sqrt{3}$ -13,8 kV de 83 MVA cada	
2 Conexões de Transformador 230 kV – BD4	
1 Interligação de Barras 69 kV	
4 Entradas de Linhas 69 kV – BPT (Ijuí 1, Ceriluz, Demei e Panambi)	
2 Conexões de Transformador 69 kV – BPT	
Implementação do trecho de linhas de transmissão, em 230 kV, entre a SE Ijuí 2 e o ponto de seccionamento da Linha de Transmissão Santo Ângelo 2 – Passo Real, em 230 kV, com extensão aproximada de 0,5 km, em circuito duplo, e suas respectivas entradas de linha em arranjo barra dupla a 4 chaves na subestação 230/69 kV Ijuí 2.	
Aquisição dos equipamentos necessários para as modificações nas entradas de linha das subestações Santo Ângelo 2 e Passo Real.	
SE Nova Petrópolis 2	
	1 Interligação de Barras 230 kV
	1 Transformador Trifásico 230/ $\sqrt{3}$ -69/ $\sqrt{3}$ -13,8 kV de 83 MVA
	1 Conexão de Transformador 230 kV – BD4
	1 Interligação de Barras 69 kV
	2 Entradas de Linhas 69 kV – BPT (Nova Petrópolis 1 e Gramado)
	1 Conexão de Transformador 69 kV – BPT
	Implementação do trecho de linhas de transmissão, em 230 kV, entre a SE Nova Petrópolis 2 e o ponto de seccionamento da Linha de Transmissão Caxias – Taquara, em 230 kV, com extensão aproximada de 0,5 km, em circuito duplo, e suas respectivas entradas de linha em arranjo barra dupla a 4 chaves na subestação 230/69 kV Nova Petrópolis 2.
	Aquisição dos equipamentos necessários para as modificações nas entradas de linha das subestações Caxias e Taquara.

SE Lajeado Grande	1 Módulo Geral em arranjo de barramento tipo BD4
	1 Autotransformador Trifásico 230/ $\sqrt{3}$ -138/ $\sqrt{3}$ -13,8 kV de 75 MVA
	1 Conexão de Transformador 230 kV – BD4
	1 Interligação de Barras 138 kV
	2 Entradas de Linhas 138 kV – BD4 (Vacaria e Jaquirana)
	1 Conexão de Transformador 138 kV – BD4

Para o cálculo da parcela de RAP que seria autorizada foi utilizada planilha que serviu como base para Resolução Autorizativa da mesma época (janeiro/2010). Essas planilhas estão no Anexo I e mostram que para o investimento previsto de R\$ 113,2 milhões, a receita anual calculada usando as mesmas premissas usadas nas autorizações seria de R\$ 15,6 milhões, enquanto que a RAP máxima determinada usando as premissas usadas para a definição da receita teto de leilão do lote foi de R\$ 13,6 milhões. Essa diferença entre as receitas se deve principalmente a diferença entre os índices WACC usados para autorização e para licitação.

Esta simulação teve por objetivo mostrar que o leilão proporcionou remuneração das novas instalações menor do que seria remunerada se estas instalações fossem autorizadas e que a previsão de reforço autorizado pode influenciar no deságio ofertado.

Os Contratos de Concessão de serviço público de energia elétrica definem as parcelas de receita que são atribuídas a cada tipo de instalação de transmissão, como segue abaixo:

- RBSE – parcelas de receita das instalações componentes da Rede Básica, definidas no anexo da Resolução nº 166/2000 e são relativas ao levantamento das instalações realizado em 1999;
- RPC - parcelas de receita das Demais Instalações de Transmissão, definidas no anexo da Resolução nº 166/2000 e são relativas ao levantamento das instalações realizado em 1999;
- RBNI – parcelas de receita correspondente às novas instalações autorizadas e com receitas estabelecidas após a publicação da

Resolução nº 167/2000, que entrarem em operação comercial no período entre as Revisões Periódicas, acrescido, quando couber, das receitas definidas em autorizações específicas, correspondentes às instalações da Rede Básica que entraram em operação até 30 de abril de 2000, subtraída a receita que for reclassificada nos termos do art. 4º da Resolução nº 433/2000;

- RCDM - parcelas de receita referente a DITs decorrente de investimentos autorizados após a emissão da Resolução ANEEL nº 167/2000, observadas as condições e prazos estabelecidos na Resolução nº 433/2000;
- RBL - parcelas de receita das instalações componentes da Rede Básica, existente em decorrência de licitação da concessão; e
- RPEC - parcelas de receita das Demais Instalações de Transmissão, existente em decorrência de licitação da concessão.

Assim, a receita anual permitida que cada concessionária de transmissão recebe anualmente é a soma dessas parcelas. Essa receita será remunerada por todos os usuários do SIN e a forma de remuneração será assunto do próximo item.

2.2.2 Remuneração das Concessionárias de Transmissão

As concessionárias de transmissão são remuneradas por cada equipamento que ela disponibiliza ao ONS para servir ao SIN, independentemente do montante de energia que esses equipamentos estão transportando, mesmo porque um dos grandes benefícios do Sistema Interligado Nacional é a permuta de geração nas diversas regiões do país conforme a disponibilidade dos reservatórios.

A RAP de cada concessionária de transmissão é dada pela soma das parcelas de receita de todos os equipamentos que estão sob responsabilidade daquela concessionária e que estão disponibilizadas ao ONS por meio de Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) que estabelecem os termos e condições para prestação de serviços de transmissão de energia elétrica, sob administração e

coordenação do ONS, além da delegação da concessionária ao ONS para que esse a represente na celebração dos contratos de uso do sistema de transmissão, a ser feita com os usuários da Rede Básica.

Para que as transmissoras recebam a RAP referente às suas instalações que compõem a Rede Básica, o ONS faz, mensalmente, a apuração e contabilização dos encargos de uso do sistema de transmissão, emitindo Avisos de Débito (AVD) aos usuários e Avisos de Crédito (AVC) às transmissoras, informando os valores a serem faturados. Os usuários pagam os encargos por meio de tarifas de uso e montantes de uso contratados, as tarifas são fixadas pela ANEEL de forma que os encargos cobrados dos usuários cubram a receita de Rede Básica de todas as concessionárias de transmissão.

A TUST (tarifa de uso do sistema de transmissão) é calculada a partir de simulação com o Programa Nodal, sistema computacional que implementa a Metodologia Nodal. Essa metodologia procura atribuir tarifas em cada ponto de conexão de cada usuário na Rede Básica levando em conta a localização do agente e também as condições de carregamento da rede elétrica até aquele ponto, os dados de entrada do Programa Nodal são: os montantes contratados pelos acessantes, a RAP total do SIN e os fluxos de carga, que por sua vez dependerão dos despachos das usinas e do consumo em cada ponto do sistema de transmissão. É por esse motivo que, por exemplo, unidades consumidoras instaladas em zonas de geração intensiva têm, normalmente, tarifas inferiores à média, pois aliviam o carregamento dos circuitos da região.

Note que esses encargos de uso de Rede Básica irão remunerar os ativos que fazem parte da Rede Básica, estes ativos servem a todos os agentes acessantes do SIN, independentemente de sua localização regional. Este ativo permanece disponível ao ONS, e o montante de energia transportado por ele dependerá do despacho de geração e do consumo do país.

Para os ativos sob responsabilidade de concessionárias de transmissão que não fazem parte da Rede Básica, as DITs, temos duas possibilidades: o ativo pode ser de uso exclusivo, quando só um agente necessita deste ativo para sua conexão, ou de uso compartilhado, quando ele é necessário para conexão de mais de um agente.

Os encargos que irão remunerar as DITs de uso exclusivo são os encargos de conexão e sua apuração é feita diretamente entre as transmissoras e os respectivos usuários, em relação bilateral. Esses encargos cobrem a RAP referente às DITs de uso exclusivo de distribuidoras, geradores ou consumidores livres que tenham contrato de conexão com transmissoras.

Os ativos de DITs de uso compartilhado, assim como os da Rede Básica, serão remunerados por meio de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, porém o rateio da parcela de receita que se refere a estas DITs será feito apenas entre os agentes que usam estes ativos e a tarifa é denominada TUST Fronteira.

Para uma correta remuneração da concessionária de transmissão, está estabelecido nos contratos de concessão do serviço público de transmissão de energia que sua RAP deve passar por processo de reajuste anual e revisões periódicas.

2.2.3 Reajuste e Revisão das Receitas das Transmissoras

2.2.3.1 Reajuste

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos elencados no art. 175 da Constituição Federal. No seu art. 23, esta lei determina as “cláusulas essenciais” do contrato de concessão e, entre elas, está a cláusula relativa ao preço do serviço e aos critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas.

Desta forma, nos contratos de concessão das transmissoras existe a cláusula onde a Transmissora reconhece que a RAP definida no contrato, em conjunto com as regras de reajuste e revisão são suficientes para manter o equilíbrio econômico e financeiro da concessão de serviço público objeto do Contrato de Concessão.

O contrato determina que o valor da RAP definida seja reajustado anualmente, a partir da assinatura, no mês de junho de cada ano, desde a “Data de Referência Anterior”, sendo esta definida nos Contratos de Concessão dos serviços de Transmissão da seguinte forma:

I – Para as concessões existentes antes das assinaturas dos contratos, no primeiro reajuste, a data de referência, para o primeiro reajuste, é definida no contrato.

II – Para as novas concessões, no primeiro reajuste, a data de referência é a de realização do leilão.

II - Nos reajustes subseqüentes, a data de início da vigência do último reajuste.

O Contrato ainda define a fórmula de reajuste da Receita Anual Permitida (RAP) da Transmissora, como segue:

$$RA_i = RA_{i-1} \times IVI_i$$

Onde:

i = Ano de referência para o qual estará sendo calculado o reajuste;

RA_i = RECEITA ANUAL PERMITIDA para o ano i ;

RA_{i-1} = RECEITA ANUAL PERMITIDA no ano $i-1$;

IVI_i = Número obtido pela divisão do índice de reajuste do segundo mês anterior à data do reajuste em processamento pelo índice de reajuste do segundo mês anterior à “Data de Referência Anterior”;

O índice de reajuste pode ser o IGP-M ou o IPCA e é definido nos contratos de concessão.

Os Contratos de Concessão ainda determinam:

“A RECEITA ANUAL PERMITIDA do ano “ i ” será acrescida ou subtraída de uma parcela de ajuste, correspondente à diferença entre a RECEITA ANUAL PERMITIDA e a receita faturada pela TRANSMISSORA, do ano “ $i-1$ ”, pela prestação do SERVIÇO PÚBLICO

DE TRANSMISSÃO, decorrente dos procedimentos estabelecidos no CPST e no CUST para auferir a RECEITA ANUAL PERMITIDA.”

2.2.3.2 Revisão

A mesma Lei nº 8.987, em seu art.9º, determina que a tarifa do serviço público concedido seja fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas no diploma legal, no edital e no contrato. Há também previsão de que os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro, determinando-se ainda que a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, levará a revisão das tarifas.

O contrato de concessão usualmente determina que a ANEEL proceda, a cada quatro anos, à revisão da Receita Anual Permitida do serviço público de transmissão, pela execução de modificações, reforços e ampliações nas instalações de transmissão, inclusive as decorrentes de novos padrões de desempenho técnico determinados pela ANEEL.

Os contratos de concessão trazem cláusula que determina que “A ANEEL poderá, a qualquer tempo, revisar o valor da RAP, visando contribuir para a modicidade tarifária do serviço público de transmissão, sempre que houver receita auferida com outras atividades”.

O atual modelo de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica estabeleceu o denominado “regime de preços máximos”. Os contratos de concessão do serviço de transmissão definem Revisão Periódica como sendo o reposicionamento da RAP com objetivo de promover a eficiência e modicidade tarifária.

As tarifas da transmissão de energia elétrica no Brasil são reguladas pelo critério *revenue-cap*, baseado na receita permitida, estabelecida pelo regulador. Por esse critério a receita permitida é desagregada em seus diversos componentes, para os quais o regulador estabelece parâmetros.

O maior componente das parcelas de receita das concessionárias de transmissão de energia elétrica é o investimento inicial. Esse investimento é bastante previsível e não terá grande variação durante o tempo da implantação da obra, nos empreendimentos licitados, os investimentos são previstos pelos estudos prévios, e nos empreendimentos autorizados, a concessionária responsável pelo reforço tem conhecimento das obras necessárias.

Outro importante componente do custo da transmissora que será levado em conta na determinação da RAP é aquele referente aos custos de O&M (operação e manutenção). Esse componente também é bastante previsível pela transmissora e envolve basicamente custo de pessoal para operação e manutenção das instalações de transmissão.

Assim, não existindo o risco de inadimplência, visto que o ONS é quem emite as faturas e contabiliza os créditos do uso das instalações de transmissão, a receita da transmissora é bem previsível e o risco do negócio é baixo para ser levado em consideração na revisão.

Na revisão, as receitas são alteradas (para mais ou para menos) segundo metodologia que consiste em revisar as condições de desempenho da concessionária. A receita do serviço de transmissão de energia elétrica é então reposicionada para um novo patamar de “preço máximo” de forma a expressar os ganhos de eficiência obtidos e apropriados pela concessionária de transmissão ao longo dos anos que antecedem a revisão tarifária contratual.

A Nota Técnica nº 068/2006-SRT/ANEEL, 18 de Abril de 2006, dispõe sobre os critérios e procedimentos a serem utilizados no processo do primeiro ciclo de revisão tarifária periódica das receitas das instalações de transmissão de energia elétrica pertencentes à rede básica do sistema interligado nacional.

Os contratos de concessão dos serviços de transmissão excluem do processo de revisão tarifária as parcelas RBSE e RPC, isto pode ser visto na Nona Subcláusula da CLÁUSULA SEXTA do Contrato de Concessão nº 059/2001.

“CLÁUSULA SEXTA – RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (...)

Nona Subcláusula - Para efeito do disposto na Subcláusula anterior, não serão objeto de revisão as parcelas RBSE e RPC, definidas na Quarta Subcláusula desta Cláusula, referente às instalações relacionadas na Resolução nº 166, de 2000, estabelecida na Resolução nº 167, de 2000.”

As concessionárias de transmissão, cujos contratos foram precedidos de licitação, e que tiveram reforços autorizados por meio de Resolução específica da ANEEL também possuem cláusula de revisão tarifária sobre as parcelas de RBNI/RCDM, desde que esta tenha sido incluída nos Termos Aditivos celebrados posteriormente à assinatura do Contrato de Concessão.

O segundo ciclo de revisões tarifárias (2009-2012) das receitas anuais permitidas das instalações de transmissão de energia elétrica pertencentes à rede básica do sistema interligado nacional não abrangeu as receitas RBL/RPEC referentes aos novos Contratos de Concessão firmados após realização de leilões, sendo RBL as receitas das instalações de Rede Básica e RPEC as receitas das DIT, ambas provenientes de licitação.

2.2.3.3 Revisão das Receitas Licitadas

A Nota Técnica nº 338, de 28 de novembro de 2010, apresenta a metodologia e os critérios a serem utilizados no processo de revisão das receitas anuais permitidas relativas aos contratos de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica decorrentes de licitação.

Primeiro a Nota Técnica nº 338/2010 adverte que:

“Os Contratos de Concessão celebrados até o ano de 2006 não possuem cláusula de revisão tarifária periódica sobre a receita ofertada em leilão. O entendimento, à época, era de que a proposta vencedora já transferia aos consumidores, no momento da realização do certame, parte dos ganhos de eficiência empresarial...”

A Nota Técnica, ainda, esclarece que, atendendo a decisão do TCU, irá considerar nas revisões periódicas da RAP dos contratos de concessão decorrentes dos leilões a partir de 2008: (i) recálculo do custo de capital de terceiros (nas revisões previstas para o 5º, 10º e 15º ano); (ii) determinação do “ganho de eficiência empresarial”; e (iii) consideração da receita auferida com outras atividades não previstas no objeto do contrato de concessão.

A forma de recálculo do custo de capital de terceiros está prevista na Primeira Subcláusula da Cláusula Sétima do contrato de concessão e no art. 5º da Resolução Normativa ANEEL n.º 230/2006, nos seguintes termos:

$$r_D = [\alpha * (TJLP + s_1) + (1 - \alpha) * (TRM + s_2)]$$

Onde:

TJLP: Média dos últimos 60 meses da Taxa de Juros de Longo Prazo deflacionada pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, também calculado a partir da média dos últimos 60 meses até o segundo mês anterior à data da revisão;

TRM: Taxa Referencial do Mercado definida no contrato de concessão;

α : constante mantida inalterada durante a vigência do contrato de concessão;

s_1 e s_2 : Prêmios adicionais de risco estabelecidos no contrato de concessão e mantidos constantes durante sua vigência.”

A Cláusula Sétima prevê, na Segunda Subcláusula, a revisão no parâmetro relacionado aos custos operacionais, de forma a permitir o compartilhamento dos ganhos de eficiência empresarial.

É importante ressaltar que a determinação do TCU à ANEEL no Acórdão 453/2007 estende a revisão a todos os Contratos de Concessão firmados até a presente data, incluindo aqueles que não possuem cláusula a respeito. Após consulta da SRE, a Procuradoria Geral na ANEEL emitiu parecer no qual entende que, para os Contratos de Concessão firmados em data anterior a 2008, a apropriação dos ganhos de eficiência empresarial afetaria o equilíbrio fixado na Cláusula Sexta.

Por se tratar de cláusula econômica a PGE concluiu que não é possível que a determinação do TCU seja realizada por meio de alteração unilateral do Contrato. Desta forma, será celebrado aditivo contratual com previsão de revisões.

A Nota Técnica nº 338/2010, define a parcela da RAP correspondente aos custos operacionais, como segue:

“A revisão da Receita Inicial em função do ‘ganhos de eficiência empresarial’ deve-se dar em função dos custos de operação e manutenção reconhecidos na tarifa. A RAP teto do leilão é construída por meio da soma das partes que devem compor a receita de uma transmissora. Para tanto, a ANEEL se utiliza do conhecimento disponível a respeito dos parâmetros médios de mercado na formulação da RAP. Um desses parâmetros é o custo operacional. A ANEEL estima custos de operação e manutenção que compõe a RAP teto como uma proporção dos investimentos iniciais.”

Utilizando o cálculo reverso ao empregado para definir a RAP teto do leilão a partir do investimento inicial, é possível se calcular o investimento que reflita a RAP da proposta vencedora do leilão e desta forma os custos de O&M serão a percentagem desse investimento calculado definida no edital do leilão.

Quanto ao ganho de eficiência técnica, a Nota Técnica nº 338/2010 afirma que, “no momento do leilão, a proposta vencedora já considera todos esses ganhos, mas isto não implica que a empresa será eficiente ao longo de todo o período de concessão, mas simplesmente, que já repassou para a tarifa toda a eficiência que ela possuía no momento do leilão”. Assim, é possível concluir que a única fonte de variação da produtividade passível de ser repassada aos consumidores é a da evolução técnica.

Para a estimação dos ganhos de evolução técnica, a Nota Técnica utilizou o método de Ray e Desli⁶ e chegou ao percentual de redução dos custos operacionais,

⁶ O método de Ray e Desli é uma forma de decomposição do índice de produtividade de Malmquist. Para se obter este índice aplica-se um algoritmo de programação linear para determinar a fronteira de produção de um determinado período e o índice será dado pela razão entre as distâncias de dois pontos de produção de períodos distintos à fronteira construída. O método de Ray e Desli preserva a forma de medir o ganho

decorrentes de ganhos com a evolução técnica, como sendo de 4,5%, a ser aplicado para todas as transmissoras que passarem por revisão tarifária, que corresponde aos cinco anos entre revisões.

Para atendimento ao disposto na cláusula segunda dos contratos de concessão serão tratadas as atividades e receitas onde as instalações e/ou recursos humanos da empresa regulada são utilizados, mas não constituem o objeto principal do contrato de concessão.

Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da RAP, no momento da revisão, as receitas obtidas pela concessionária mediante a exploração de outras atividades.

2.2.4 Expansão da Rede Básica

Ao contrário da expansão do sistema de distribuição, onde as empresas fazem os investimentos que julgam ser necessários para manter a qualidade do serviço dentro dos padrões determinados no PRODIST e têm seus investimentos analisados e se julgados realmente necessários reconhecidos e remunerados por meio das tarifas de seus consumidores, no sistema de transmissão, os investimentos que serão reconhecidos pela ANEEL e considerados para remuneração das concessionárias só podem ser realizados com prévia Resolução Autorizativa emitida pela Agência ou após processo licitatório.

Para preservar a segurança e o desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso a todos os interessados, a Rede Básica está sempre precisando de ampliações e reforços que devem ser considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão. Essas propostas de implantação de obras são reunidas no Plano de Ampliações e Reforços - PAR, depois de compatibilizada e validada pelo Ministério de Minas e Energia, responsável pela coordenação do planejamento do setor elétrico, a proposta anual de ampliações e reforços das instalações da Rede Básica e das DITs são enviadas

de eficiência, mas apresenta uma alternativa para medir além deste, a evolução tecnologia e os ganhos de escala. Este método é o único que mede os ganhos de escala sem interpretação econômica intuitiva. (Sant'Anna, 2002)

à ANEEL, justificando técnica e economicamente a necessidade de cada empreendimento.

Os documentos PAR e PAR-DIT⁷ são elaborados sobre base de estudos desenvolvida pelo ONS em conjunto com os Agentes. São realizados estudos de avaliação elétrica do sistema levando em consideração os estudos de planejamento, as solicitações de acesso e conexão e as ampliações e reforços propostos pelos Agentes. Além disso, busca eliminar restrições de transmissão observadas na programação e no planejamento da operação.

2.2.5 Função Transmissão e Parcela Variável

Como dito no item 2.2.3, a remuneração das transmissoras se dá pela disponibilização, por parte destas, dos ativos que estão sob sua responsabilidade para a operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, para tanto são firmados o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST com o ONS. Assim, no intuito de regular a qualidade do serviço de transmissão, procurou-se uma forma que vinculasse a receita recebida pelas concessionárias à disponibilidade plena das instalações.

Considerando que as concessionárias de transmissão de energia elétrica recebem uma receita para cada ativo disponibilizado, é coerente que a empresa não receba esta receita se o ativo não está disponível. Porém, os ativos, geralmente, dependem de outros ativos para desempenhar sua função no SIN, é o caso, por exemplo, de um transformador, que só desempenha sua função de transformação se os módulos que o conectam aos barramentos estejam disponíveis.

Desta forma, a Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007, define Função Transmissão - FT como sendo o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, consideradas de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares.

⁷ O Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – PAR e Plano Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica – PAR-DIT são produtos do ONS, realizados anualmente, com horizonte de estudo de três anos, e estabelecem as necessidades de expansão da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão para preservar o adequado desempenho operacional do sistema e garantir o livre acesso dos agentes.

Exemplos de função transmissão são: transformação, transporte, controle de reativo e módulo geral de subestação.

Definindo Pagamento Base como sendo a parcela equivalente ao duodécimo da RAP associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma FT, a parcela a ser deduzida do Pagamento Base por Desligamentos Programados ou Outros Desligamentos ou por restrição operativa temporária de uma FT é chamada de PV.

Levando em consideração o impacto da frequência de desligamento na confiabilidade do sistema, o indicador de frequência também deve ser contemplado na avaliação da qualidade e desempenhos inadequados que impliquem em desconto da receita. A Nota Técnica nº 029 – SRT/ANEEL define este indicador como sendo o número de Outros Desligamentos da FT, no período de observação, medido em número Desligamentos/ano. Outros desligamentos são definidos pela REN nº 270/2007, como qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como Desligamento Programado, que, por sua vez, foi definido como sendo a indisponibilidade de uma Função Transmissão, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede.

A Nota Técnica esclarece, ainda que, para as concessões de transmissão outorgadas por meio de licitação, a metodologia de desconto de parcela variável da receita da FT, associada à indisponibilidade e à restrição operativa temporária está estabelecida nos respectivos CPST, de acordo com o edital de licitação. Já para as concessões outorgadas sem licitação, os CPST estabelecem alguns requisitos sobre a metodologia e remetem o assunto para regulamentação específica da ANEEL.

A Nota Técnica, e por sua vez, a Resolução Normativa nº 270/2007, considera que todo desligamento, restrição operativa temporária e atraso na entrada em operação inicial, ocorridos na FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, implica a não prestação do serviço público correspondente, não cabendo, portanto, à concessionária, o recebimento total da receita associada. Neste contexto, minimizar as indisponibilidades e as restrições operativas torna-se objetivo a ser perseguido pelas

transmissoras, com reflexos positivos sobre a qualidade e continuidade do serviço prestado.

A Resolução Normativa nº 270/2007, determina em art. 12, parágrafo único que:

“Alcançando-se um dos limites dos descontos definidos nos incisos II, III e IV, a concessionária de transmissão estará sujeita à penalidade de multa, aplicada nos termos da Resolução Normativa nº 063, de 12 de maio de 2004, entre outras previstas na legislação e no contrato de concessão.”

Os valores das parcelas variáveis deverão ser subtraídos dos encargos de uso do sistema de transmissão arrecadados dos usuários da Rede Básica, na proporção direta dos seus respectivos encargos de uso do mês, desta forma, os usuários terão compensação financeira pela falta do serviço.

O Art. 7º da Resolução Normativa nº 270/2007 determina que quando a FT-Linha de Transmissão contiver equipamentos integrantes de mais de uma concessão de transmissão, os descontos das parcelas variáveis da FT serão imputados às concessionárias de transmissão responsáveis pelos eventos associados a tais descontos, cabendo ao ONS coordenar a apuração dos referidos eventos.

O mesmo artigo definiu a responsabilidade de cada concessionária os ativos que fazem parte de sua concessão, tornando possível o compartilhamento de instalações e o surgimento de novos investidores em qualquer região do país.

3 DEFESA DA CONCORRÊNCIA E LEILÕES

3.1 Defesa da Concorrência

A lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, em seu art. 4º, altera o art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, incluindo entre as atribuições da ANEEL a de zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica, além de propiciar concorrência efetiva entre os agentes e impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica.

Além de garantir o livre acesso de agentes de geração e consumidor livre o que propicia a concorrência na compra e venda de energia, a ANEEL promove concorrência no setor de transmissão de energia elétrica. É óbvio que não existe lógica em se ter sistemas de transmissão duplicados onde os consumidores optassem por que agente de transmissão prestaria esse serviço, a concorrência não se dá na conquista dos consumidores finais e sim na possibilidade de prestar o serviço de transmissão de maneira mais eficiente que as empresas que já estavam no mercado antes.

Assim, com a interligação dos sistemas de transmissão, formando o SIN e a operação e despacho deste sistema único estando sob responsabilidade do ONS, além de aproveitar as vantagens climáticas de um país com dimensões continentais, é possível promover a concorrência na compra e venda de energia e defender que um número maior de empresas possa prestar o serviço de transmissão de energia elétrica de modo eficiente gerando uma economia para a sociedade.

3.1.1 Política de Defesa da Concorrência

A política de defesa da concorrência é o conjunto de normas que tem por objetivo garantir a manutenção do mercado competitivo restringindo, prevenindo e punindo práticas que possam prejudicar a concorrência.

Segundo Hovenkamp (1994) e Salgado (1997), tal política apresenta dois objetivos básicos: (i) prevenção, através do controle de estruturas de mercado; (ii) repressão, através do controle de condutas ou práticas anti-concorrenciais. Para prevenir

as práticas anticompetitivas, a intervenção deve impedir o surgimento de estruturas que aumentem o poder de mercado das empresas que o integram. A repressão consiste em desestimular comportamentos que degradem a competição por parte de empresas que detêm poder de mercado (Gama, 2005).

3.1.2 Defesa da Concorrência no Brasil

O Decreto-Lei nº 839, de 1938, foi a primeira legislação da defesa da concorrência no Brasil e dispunha sobre crimes contra a economia popular. As manobras que tivessem como objetivo impedir a concorrência seriam contrárias à norma. O Decreto-Lei foi logo revogado e em 1942, novo Decreto-Lei é publicado criando a Comissão de Defesa Econômica (CDE), responsável por fiscalizar e administrar bens e direitos, sendo substituída, por meio do Decreto-Lei nº 7.666, de 22 de junho de 1945, pela Comissão Administrativa de Defesa Econômica, que visava reprimir “atos contrários à moral e ao ordenamento econômico”, revogado, no entanto, com o fim do primeiro governo Vargas. Em 1951, no seu segundo governo, promulgou-se a Lei 1.521, que definia os crimes contra a economia popular.

Foi apenas em 10 de setembro de 1962 que se criou no Brasil a Lei 4.137, legislação antitruste, baseada na Sherman Act norte-americano, que regulamentou a repressão ao abuso do Poder Econômico e nomeou o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), órgão então vinculado à Presidência da República, cuja função era a apuração e repressão dos abusos do poder econômico.

Em 08 de janeiro de 1991, foi publicada a Lei 8.158, que definia “infração à ordem econômica qualquer acordo, deliberação conjunta de empresas, ato, conduta ou prática tendo por objeto ou produzindo o efeito de dominar mercado de bens ou serviços, prejudicar a livre concorrência ou aumentar arbitrariamente os lucros, ainda que os fins visados não sejam alcançados”.

A Lei 8.884 de junho de 1994, que revogou a Lei no 4.137/62, além de transformar o CADE em Autarquia vinculada ao Ministério da Justiça, dispõe “sobre a prevenção e a repressão às infrações contra a ordem econômica orientada pelos ditames constitucionais de liberdade de iniciativa, livre concorrência, função social da

propriedade, defesa dos consumidores e repressão ao abuso do poder econômico”. Introduzindo a prevenção, passando a controlar fusões e aquisições de forma geral; e aprimorando a legislação repressiva contra o abuso econômico.

3.1.3 Defesa da Concorrência na Transmissão de Energia Elétrica

A teoria econômica clássica defende que a livre concorrência produz o melhor bem-estar social possível comparado a qualquer outra forma de mercado. Porém, em alguns mercados, o monopólio é mais eficiente. Geralmente, este é o caso dos serviços públicos de infraestrutura. Nessa situação, os investimentos elevados e específicos implicam em um dilema entre eficiência produtiva, que mede a relação produção/consumo e eficiência alocativa, que mede a eficiência por preço. A incerteza, o longo período de maturação dos projetos e as possibilidades de mudanças são fatores que aumentam o risco e reduzem os incentivos ao investimento de capitais privados. Esse tipo de mercado em que o monopólio é mais eficiente é chamado de monopólio natural.

“Segundo Braeutigam (1989) o conceito de monopólio natural descreve que a uma dada tecnologia da indústria ou características do serviço e com produto único, o consumidor pode ser atendido por uma única empresa que opera a um custo mínimo ou receita líquida máxima. Neste caso, o custo médio declina com o aumento da produção, e, portanto, uma única empresa servindo o mercado inteiro teria custos médios menores que quaisquer outras empresas menores rivais entrantes. Em outras palavras monopólio natural pode gerar economias de escala, e que apresenta custo unitário menor que para duas ou mais firmas competidoras entre si” (Ohira, 2006).

Em diversos países, o setor de transmissão de energia elétrica é considerado monopólio natural; afinal, a transmissão tem altos investimentos, longo tempo de maturação e possibilidade de mudança no período de maturação, e pensando regionalmente, ele se assemelha ao setor de distribuição de energia elétrica.

No Brasil, país de dimensões continentais, diferenças climáticas acentuadas entre as regiões e base de geração de energia hidráulica (onde o clima é fator determinante na geração), foi desenvolvido outro conceito. Aqui, foi pensada uma coordenação que tirasse vantagens das diferenças climáticas por meio de sistema interligado de transmissão, para tanto era necessário que o operador do sistema fosse um ente independente (ONS), que pudesse operar todo esse grande sistema da forma mais econômica para o país e que zelasse pela segurança e continuidade do serviço.

As concessionárias de transmissão devem instalar e manter os equipamentos, sob sua responsabilidade, disponíveis ao ONS que ordenará a operação conforme o cenário de geração e consumo do país. Assim, não interessa quem é a empresa que detém a concessão das instalações, elas serão utilizadas conforme o despacho do operador.

O atual modelo do setor elétrico brasileiro determina que haja concorrência no setor de transmissão. Aqui, as empresas não concorrem pela conquista do consumidor ou pelo montante de energia que irá transportar, as empresas concorrem pela concessão das atividades de instalar, operar e manter equipamento mediante o recebimento de receita. As empresas, portanto, concorrem por entrar no mercado e prestar o serviço objeto dos Contratos de Concessão. Atualmente, esta concorrência se dá por meio dos leilões de concessão do serviço público de transmissão.

3.2 Leilões de Serviço Público

O leilão é uma modalidade de venda, muito difundida em órgãos públicos, no qual a venda é feita de maneira simples e rápida, por meio de lances propostos pelos interessados no objeto do leilão.

Uma das preocupações no uso dessa modalidade de venda é a assimetria de informações, geralmente essa assimetria se dá entre os ofertantes e os proponentes. Nos leilões de concessão de prestação de serviços públicos a assimetria de informações pode acontecer entre os proponentes e induza o mercado a ter barreiras à entrada de novas empresas, ou fique exposto a outras falhas de mercado como colusões ou cartéis.

3.2.1 Teoria de Leilão

A teoria dos leilões é um ramo da Teoria dos Jogos que estuda o comportamento dos participantes de leilões, bem como as diversas variações deste tipo de licitação.

Os leilões são definidos por uma série de regras para especificar a forma de determinação do vencedor e quanto este deve pagar. Característica que deve ser observada na definição do tipo do leilão é a presença de assimetria de informações. Neste item, será feita breve discussão sobre os tipos de leilão e como suas características influenciam os proponentes.

O teorema das receitas equivalentes prova matematicamente que todos os tipos de leilão produzem a mesma receita esperada quando:

- Nenhum agente é capaz de influenciar no preço de mercado do bem;
- Existe simetria de informações entre os agentes;
- Os compradores devem ser indiferentes ao risco;
- A valoração privada do bem a ser negociado é a mesma para todos os compradores.

O leilão é dito de valor privado quando cada participante tem valor definido para o bem, que foi formado sem a interferência dos outros participantes. O leilão de valor comum, os participantes possuem valores idênticos. Os tipos mais comuns de leilões são os seguintes:

Leilão de oferta ascendente

Também conhecido como leilão inglês ou leilão aberto, oral. Os lances são feitos pelos proponentes de forma crescente. O leilão termina quando as proponentes param de dar lances e o vencedor é o proponente da última oferta. Uma das variantes deste leilão é quando o leiloeiro estabelece o lance mínimo.

Nesse tipo de leilão os proponentes montam suas estratégias baseados em o valor que este dá ao objeto, não deixando de levar em conta os lances dos outros proponentes.

Outra variação é o leilão “*open-exit*” no qual os preços sobem continuamente e os jogadores têm que anunciar publicamente que eles estão saindo de leilão.

Leilão de oferta descendente

Também chamado de leilão holandês pelo fato de ser utilizado por vendedores de flores na Holanda. Este leilão funciona ao contrário do anterior. Neste é determinado preço máximo e o leiloeiro anuncia preços mais baixos, até que um dos proponentes aceite pagar o preço anunciado.

A estratégia, aqui, é o proponente aceitar o lance que alcance o preço que ele dá ao objeto, essa estratégia é semelhante à estratégia do leilão de envelope fechado, já que tanto neste quanto naquele, os lances dos outros concorrentes é desconhecido.

Leilão de oferta selada e primeiro preço

Cada proponente faz seu lance em envelope fechado e o vencedor será o que fez o melhor lance.

Como explicado anteriormente, a estratégia independe da avaliação dos outros concorrentes e os proponentes avaliam os riscos de fazer melhores propostas e vencer ou fazer lances menores e, no caso de vitória, ter maior lucro que o esperado.

Leilão de oferta selada e segundo preço (leilão Vickrey)

Esse tipo de leilão ocorre da mesma forma que o anterior, porém, neste tipo o vencedor que deu o maior lance só paga o valor dado no segundo melhor lance.

Nesse leilão o proponente deve fazer análise do que ele acha que será ofertado pelos outros proponentes.

Os leilões de segundo preço são similares aos leilões ingleses. Eles raramente são usados, eles são mais vulneráveis a colusão, onde um comprador faz um ótimo lance e os demais fazem lances próximos ao valor inicial. Os leilões inglês e holandês em geral são leilões abertos. Uma característica importante do leilão aberto é a possibilidade de cada participante aprender com os lances dos outros participantes e modificar seus lances. As dificuldades encontradas dizem respeito à assimetria de informação e de poder dos participantes, neste tipo de leilão o participante com, notadamente, mais informação ou maior poder, pode inibir a participação de outras empresas, facilitando a cartelização.

3.2.2 Estratégias dos proponentes nos diferentes tipos de leilão

A estratégia básica em leilões abertos é melhorar o lance até que o leilão seja ganho ou o valor de oportunidade alcançado. Havendo competição, o leilão aberto tende a ser eficiente.

Os leilões fechados induzem cada participante a fazer lance igual ao seu valor de oportunidade, e assim aumentar sua probabilidade de vitória em detrimento do seu lucro.

Cabe destacar que leilões de valores comuns costumam ter o problema conhecido na literatura como maldição do vencedor. Os proponentes que detenham mais informações tendem a aproximar o seu valor de oportunidade do valor real do objeto. Cada proponente sabe a diferença de informações entre ele e os outros e sua estratégia dependerá dele poder aprender ou não com os lances dos concorrentes. Em um sistema de leilão selado de primeiro preço não há essa oportunidade de aprendizado (Mattos, 2008).

O termo Maldição do Vencedor é utilizado para o proponente que vence o leilão, mas com o valor ofertado ele terá prejuízo: ganhar pode ser mau sinal quando há valores comuns e muita assimetria de informação entre os compradores.

Os proponentes costumam ofertar lances mais conservadores quando o processo não permite o aprendizado com os lances dos outros concorrentes. Uma

competição mais fraca tende a gerar lucros informacionais, onde o proponente mais informado tem melhores chances, o que é indesejável. O problema da maldição do vencedor em leilões com valores comuns é bastante atenuado em leilões orais ascendentes.

O tipo de leilão deve ser escolhido de forma a assegurar concorrência suficiente e prevenir a cartelização. Se de um lado o leilão oral ascendente constitui antídoto parcial contra o problema da maldição do vencedor, por outro lado ele favorece as possibilidades de ação cartelizada, já que todos os agentes são capazes de observar os lances dos outros ainda em tempo de cobrirem as propostas, o desvio da eventual conduta combinada pelo cartel pode ser imediatamente identificado e retaliado.

Quando os leilões são divididos em lotes, estes podem ser simultâneos ou sequenciais. O maior problema dos leilões ascendentes simultâneos, ainda mais forte que no caso do leilão de único objeto, é a facilidade de colusão.

Conforme exemplo citado por Klemperer (2004), em 1999, na Alemanha, foram vendidos dez blocos de espectro sob essa regra. Cada novo lance deveria superar o anterior em pelo menos 10%. Os primeiros lances da Mannesman foram DM 18 milhões por MHz nos blocos 1 a 5 e DM 20 milhões nos blocos 6 a 10. O outro competidor forte, T-Mobil, interpretou esse lance como convite a colusão. A T-Mobil fez um lance de 20 nos blocos 1 a 5, mas não fez lance algum nos blocos 6 a 10, e as duas companhias atingiriam equilíbrio satisfatório para ambas. A comunicação prévia entre as empresas (Mannesman e T-Mobil) não é obrigatória para a existência de colusão. Já no caso de leilão sequencial, mesmo ainda sendo possível a colusão, esta fica enfraquecida (Mattos, 2008).

Ou seja, quando há vários objetos à venda, como é o caso dos lotes da licitação de serviço de transmissão, os leilões sequenciais tendem a ser menos vulneráveis à cartelização do que os leilões simultâneos.

Outra variação de tipo de leilão é o chamado leilão anglo-holandês, que é um híbrido de leilão ascendente em primeiro estágio e leilão selado em segundo estágio com um só round. Existe, ainda, o inverso do anglo-holandês: inicia-se por um leilão

selado de primeiro preço e os dois primeiros ou todos os proponentes que realizarem ofertas no máximo inferior a X% da maior proposta retornam ao leilão, agora para propor lances em leilão oral ascendente. Nesta modalidade é importante que o valor de X seja bem projetado para que não ocorra lances pouco agressivos na primeira etapa do leilão. A primeira fase já impõe alguma dificuldade para a cartelização e a segunda fase torna possível a colusão de quem permaneceu no leilão. Essa modalidade híbrida de leilão pode ser capaz de capturar o que há de melhor em cada forma pura.

Esta última modalidade híbrida foi adotada no Brasil como modalidade especial de licitação denominada “pregão” pela Lei nº 10.520, de 17 de julho de 2002. O valor do X, adotado nessa lei para se tornar elegível à segunda fase oral e ascendente do leilão foi de 10%. No entanto o leilão só termina quando houver ao menos três propostas neste intervalo de 10%. De um lado, isso garante maior competitividade na segunda fase do leilão, mas, pode tornar os proponentes menos agressivos na primeira fase.

Uma variante interessante do leilão ascendente simultâneo com permissão para lances em “pacotes de lotes” é o chamado leilão clock-proxy, que ocorre em dois estágios. No primeiro estágio (clock), a mecânica é similar à do leilão ascendente, mas, aqui, o leiloeiro é quem anuncia os novos preços para cada objeto e os proponentes que não estiverem dispostos a pagar aquele preço saem da disputa. Quando se chegar a um vetor de preços no qual apenas sobrem dois proponentes por objeto, passa para o segundo estágio (proxy). Neste estágio, todos os proponentes que ainda estiverem na disputa em seu objeto específico podem fazer tanto lances individuais para cada lote como lances em pacotes de lotes (Mattos, 2008).

3.2.3 Leilão do serviço de Transmissão de Energia Elétrica

Tomando como referência os estudos de planejamento dos sistemas regionais, os estudos de integração de novas usinas e as consultas de acesso dos Agentes de Geração e Consumidores Livres, a EPE elabora o Programa Determinativo de Expansão da Transmissão – PDET que contem as instalações de Rede Básica dos cinco anos à frente.

O art. 17, § 1ª da Lei nº 9.074/1995 estabelece que as instalações de transmissão componentes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN sejam objeto de concessão mediante licitação. Então, considerando a data de entrada em operação de cada instalação, a EPE procederá aos estudos e elaborará, com apoio dos concessionários, relatórios que fornecem os subsídios para o processo licitatório de outorga da ANEEL.

Todo ano o Programa Determinativo de Expansão da Transmissão e o Plano de Ampliação e Reforços são revisados e homologados pelo Ministério das Minas e Energia. Desta forma, algumas indicações de obras serão incluídas e outras podem ser modificadas ou retiradas. Se um empreendimento consta destes documentos e o início de sua operação é recomendado para os próximos três anos, se inicia o processo de preparação da documentação para o processo de outorga.

O documento “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” (Rio de Janeiro/2005) elaborado pela EPE indica que a documentação necessária para a outorga de nova instalação de Rede Básica passa pelas quatro fases a seguir:

1. a demonstração de sua viabilidade técnico-econômica e socioambiental documentado no relatório denominado R1;
2. o detalhamento técnico da alternativa de referência documentado no relatório denominado R2;
3. a caracterização e análise socioambiental do corredor selecionado para o empreendimento documentadas no relatório denominado R3; e,
4. a definição dos requisitos do sistema circunvizinho de forma a se assegurar uma operação harmoniosa entre a nova obra e as instalações existentes, documentado no relatório denominado R4. Este último tem sido usado, também, para definir os requisitos mínimos para ampliações de subestações com novos níveis de tensão e subestações novas.

Os editais de licitação de concessões de instalações de transmissão da Rede Básica permitem que pessoas jurídicas, nacionais ou estrangeiras, e fundos de investimentos em participação, isoladamente ou em consórcio, participem da disputa.

Os interessados precisam preencher os requisitos de Inscrição para estarem aptos a participarem da sessão pública de Leilão.

Nos Leilões ocorre a inversão da ordem de fases, assim, a habilitação só é analisada após a realização do Leilão e a divulgação das propostas vencedoras. O modelo híbrido utilizado é o inverso do anglo-holandês com X igual a 5%. Primeiro, os lances são feitos em envelope fechado e somente há segunda fase de lances orais descendentes se a diferença entre as propostas iniciais fosse menor do que cinco por cento.

Na fase de habilitação, será analisada a regularidade jurídica, fiscal, técnica e econômico-financeira das proponentes vencedoras conforme exigido pelo EDITAL. Para participar do leilão as proponentes, conforme o edita, fazem aporte de garantia no valor de até 1% do valor do investimento previsto pela ANEEL para cada lote, mas as proponentes vencedoras deverão comprovar que se encontra em dia com suas obrigações e que possuem patrimônio líquido e capacitação técnica para construir, manter e operar as instalações, para as quais ofereceram a proposta vencedora.

De acordo com as determinações do Edital, os proponentes vencedores deverão constituir sociedade de propósito específico para explorarem a concessão. Para a participação de consórcios será necessária a apresentação do contrato de constituição de consórcio, com a indicação percentual da participação de cada empresa e a designação da empresa líder. Nos consórcios formados entre empresa brasileira e empresa estrangeira, a liderança do consórcio caberá, sempre, à empresa brasileira.

A prestação do serviço público de transmissão inclui a construção, operação e manutenção das instalações de transmissão, e a nova concessão a ser contratada é selecionada pela menor receita anual permitida (RAP) proposta para cada lote, e ao final do processo será assinado contrato de concessão, com prazo de 30 anos, contado da data de sua assinatura.

Entre 1999 e 2010 foram realizadas três concorrências e vinte e um leilões, totalizando, aproximadamente, a concessão de trinta e oito mil e cem quilômetros de linha e 53 GVA de capacidade de transformação. A única diferença entre as

concorrências e os leilões é que nas primeiras, os proponentes davam apenas um lance em envelope fechado.

No próximo capítulo faremos a análise dos resultados dos leilões para avaliar se os valores dos deságios tem relação com a possibilidade de futuros reforços na concessão.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO NO BRASIL

A análise dos resultados dos leilões de transmissão foi baseada nos deságios ofertados pelas empresas vencedoras de cada lote das 24 concorrências realizadas no período de 1999 a 2010, sendo 21 na modalidade leilão. Foram analisados 132 lotes e obras indicadas em 11 Planos de Ampliações e Reforços na Rede Básica e 4 Programas de Expansão da Transmissão – PET⁸.

A discussão levou em consideração as empresas que prepararam os Relatórios indicados nas diretrizes da EPE e que serviram de base para a elaboração dos Editais de Licitação, visto que, provavelmente essas empresas têm conhecimento detalhado do objeto do Relatório.

Além disso, foi simulado o cálculo para a obtenção de parcela de receita anual permitida (RAP), com base nas premissas que são utilizadas normalmente para definir esta parcela quando um reforço é autorizado para uma transmissora que detém a concessão de uma instalação existente. O objetivo aqui é demonstrar que não existe grande diferença entre a receita determinada na Resolução autorizativa e a calculada como receita máxima do leilão, considerando o mesmo investimento.

Desta forma, pretende-se (i) analisar ao que se devem os deságios de até 50% nas ofertas, em relação à receita determinada como máxima pelos editais de leilão e (ii) analisar as diferenças entre receita calculada e determinada em Resolução Autorizativa e receita calculada e indicada em Edital de Leilão. Para tanto, foi definido como deságio considerado “alto” os acima de 25%, que é o deságio médio das concorrências analisadas.

No *website* da BM&F Bovespa foram levantados os lances dos leilões realizados entre 2003 e 2010 para breve análise da eficiência do modelo de leilão utilizado no Brasil. A quantidade e tipo de lances são apresentados no ANEXO III –

⁸ Programas de obras elaborados a partir de estudos desenvolvidos pela EPE, em conjunto com as empresas, através de Grupos de Estudos de Transmissão Regionais que visam garantir as condições de atendimento aos mercados e os intercâmbios entre as regiões.

RESUMO DOS LANCES DOS LEILÕES REALIZADOS DE 2003 A 2010 e ilustrados na figura abaixo:

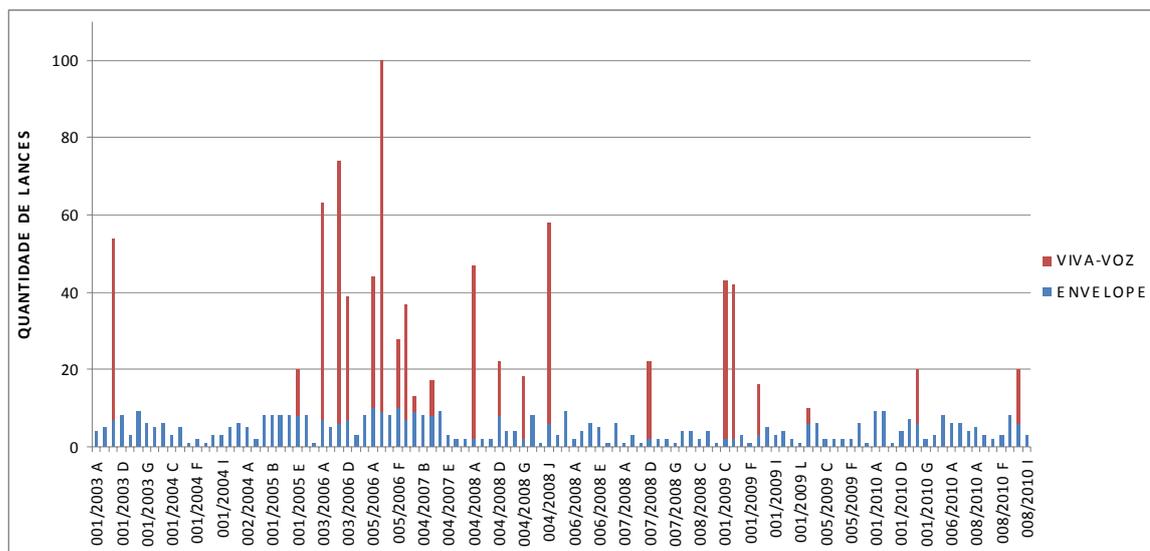


Figura 4.1: Lances dos Lotes dos Leilões realizados entre 2003 a 2010

Fonte: Elaboração própria a partir do Website BM&F Bovespa.

Dos 112 lotes que tiveram seus lances avaliados, destacamos que a média de lances em envelope fechado foi de 4,5 lances por lote e a média dos lances em viva-voz foi de 6, essas médias sobem para 5,3 e 7,6 quando levamos em consideração, apenas, os lotes que tiveram indicação de reforços nos Planos de Ampliação e Reforços ou nos Programas de Expansão da Rede Básica.

O deságio médio dos lotes que não tiveram lance viva-voz foi de 31%, enquanto que para os lotes que tiveram lances viva-voz foi de 33%.

Além disso, desses 112 observamos que 11 lotes tiveram apenas uma proposta que, se fosse aberta, provavelmente os proponentes iniciariam os lances com deságios próximos de zero e não havendo outras propostas, o lance vencedor seria prestar o serviço por um custo bem próximo a RAP máxima estabelecida no edital. O maior deságio obtido em apenas um lance foi o do Lote F do Leilão 001/2009 igual a 23%, o que significou uma economia de R\$ 5.020.433,28 por ano. Além disso, para 22 lotes só foram feitas duas propostas, e a maior diferença entre os deságios destes lotes foi de 45%, causando uma economia de R\$ 26.883.113,14 por ano, o que também seria difícil alcançar em lances abertos. Abaixo destacamos esses valores do ANEXO III:

Tabela 4.1: Destaque do ANEXO III.

Número de lances.		Maior diferença de deságios (%)		Valor Absoluto da maior diferença de deságios (R\$)		Lance Vencedor (%)	Valor Absoluto do deságio (R\$)
Envelope	Viva-voz	Envelope	Viva-voz	Envelope	Viva-voz		
1	0	-	-	-	-	23	31.040.362,41
2	0	45	-	26.883.113,14	-	50	30.467.528,22
6	52	14	8,32	5.227.079,46	3.113.845,90	28,5	10.640.840,32

Os leilões fechados induzem cada participante a fazer lance igual ao seu valor de oportunidade, e assim aumentar sua probabilidade de vitória em detrimento do seu lucro. Neste tipo de leilão, não há possibilidade de se aprender com os demais; porém, com a possibilidade de lances abertos numa segunda fase dos leilões, tivemos, entre os 122 lotes, 22 lotes que foram para a segunda fase, e o maior aumento nos deságios conseguidos nesta fase de lances abertos foi de 8,34%, com uma economia de R\$ 3.113.845,90 por ano.

Além disso, foi utilizado o Relatório “Histórico de Receitas” do SIGET – Sistema de Gestão da Transmissão⁹ para o levantamento das receitas autorizadas, licitadas ou antigas, ativas ou previstas. Este levantamento serviu para determinar a relevância da receita autorizada na receita total tanto dos contratos provenientes de licitação quanto os provenientes dos ativos existentes em 1999.

Esclarecemos que esses dados utilizam apenas os reforços autorizados ou em fase de autorização e não aqueles que têm apenas indicação nos planos de expansão. Foi feita, ainda, uma análise do comportamento do deságio em relação à relevância da receita autorizada. Para isso foram separados todos os contratos de concessão de serviços de transmissão provenientes de licitação que já tenham receitas autorizadas cadastradas no SIGET.

⁹ O Sistema de Gestão da Transmissão (SIGET) tem por objetivo apoiar o processo de outorga e autorização para ampliação, reforço ou melhoria do sistema de transmissão de energia elétrica, nele é feito cadastro das receitas das concessionárias de transmissão, tanto ativas quanto previstas, as provenientes de licitação, autorização ou existentes.

Esses contratos foram organizados por ordem de relevância da receita autorizada na receita total do contrato, isto é, os primeiros tem percentual de receita autorizada em relação a receita total maiores que os últimos. Os deságios destes contratos foram linearizados pelo método dos mínimos quadrados¹⁰ para determinar a tendência dos deságios quando a relevância da receita autorizada decresce.

A tabela abaixo indica os contratos, a receita autorizada, a receita total e o deságio do leilão que deu origem ao contrato.

Tabela 4.2: Tendência do deságio em relação a receita autorizada.

CONTRATO	RECEITA AUTORIZADA (R\$)	RECEITA LICITADA (R\$)	AUTORIZADA/ TOTAL (%)	DESÁGIO (%)
006/07	4.584.098,53	10.309.971,12	44,5%	35%
007/08	1.831.152,90	4.274.778,40	42,8%	51%
014/08	1.593.996,84	4.868.274,95	32,7%	38%
015/08	4.471.780,31	15.896.739,89	28,1%	51%
010/05	20.215.454,40	74.063.462,15	27,3%	41%
007/05	2.657.278,79	11.399.829,04	23,3%	54%
083/02	6.980.821,42	32.134.151,03	21,7%	0%
007/07	4.163.711,22	24.613.357,09	16,9%	59%
013/07	1.236.170,38	8.203.653,23	15,1%	34%
006/06	3.668.796,03	25.983.036,05	14,1%	41%
082/02	3.532.525,29	27.587.013,27	12,8%	0%
003/08	2.200.212,94	19.411.663,84	11,3%	54%
006/09	1.046.547,60	10.334.512,48	10,1%	43%
011/08	2.843.658,35	31.567.274,81	9,0%	29%
010/07	510.700,32	6.380.951,60	8,0%	59%
017/09	1.356.870,77	18.164.400,00	7,5%	23%
001/06	5.380.133,64	73.233.178,79	7,3%	50%
079/00	1.682.325,83	26.630.546,48	6,3%	3%
075/01	757.202,65	13.369.023,49	5,7%	1%
097/00	16.951.422,55	323.921.625,46	5,2%	0%
009/05	2.530.235,73	62.270.487,15	4,1%	24%
081/02	1.305.526,20	51.679.372,78	2,5%	3%
096/00	3.206.981,14	127.719.075,91	2,5%	0%

¹⁰ O Método dos Mínimos Quadrados é uma técnica de otimização matemática que procura encontrar o melhor ajustamento para um conjunto de dados tentando minimizar a soma dos quadrados das diferenças entre o valor estimado e os dados observados.

042/01	5.229.246,51	279.352.650,93	1,9%	33%
003/06	1.417.229,80	85.302.522,19	1,7%	43%
002/09	60.785,21	6.892.801,00	0,9%	20%
006/04	32.845,94	23.061.464,86	0,1%	36%

4.1 Resultados Obtidos

Em julho de 2010 a Receita Anual Permitida (RAP) de todos os ativos em operação comercial sob responsabilidade de todas as transmissoras totalizava R\$ 11.195.455.843,04, distribuída como indicado na figura 4.2, o que demonstra que grande parte da RAP das transmissoras ainda está concentrada nas empresas estatais que já detinham a concessão de ativos antes do novo modelo do setor elétrico.

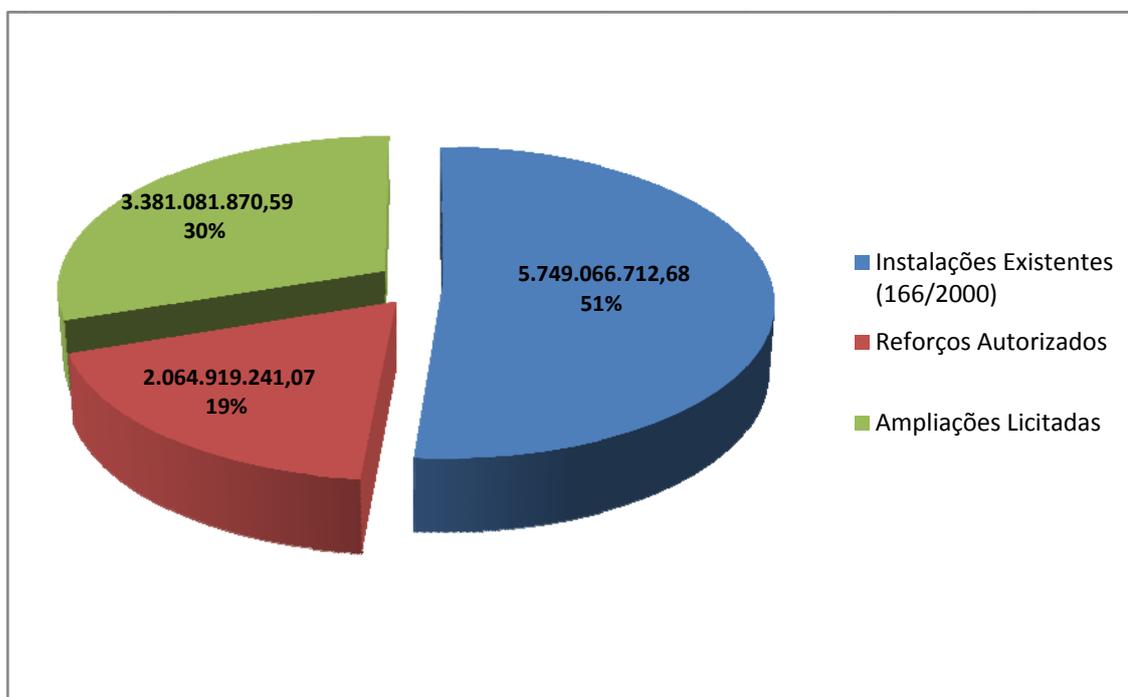


Figura 4.1: Divisão da RAP dividida em concessões antigas, autorizadas e licitadas (em Jul/2010)

Fonte: Fonte: Elaboração própria a partir da Resolução Homologatória ANEEL 1.021/2010

Na figura 4.3 estão demonstradas as porcentagens da RAP proveniente de autorizações de reforços. Pode-se notar que as empresas onde essas receitas são mais relevantes são aquelas que já tinham a concessão antes da instalação do novo modelo do

setor elétrico, marcadas com asterisco (*), já que a concessão são maiores e mais antigas.

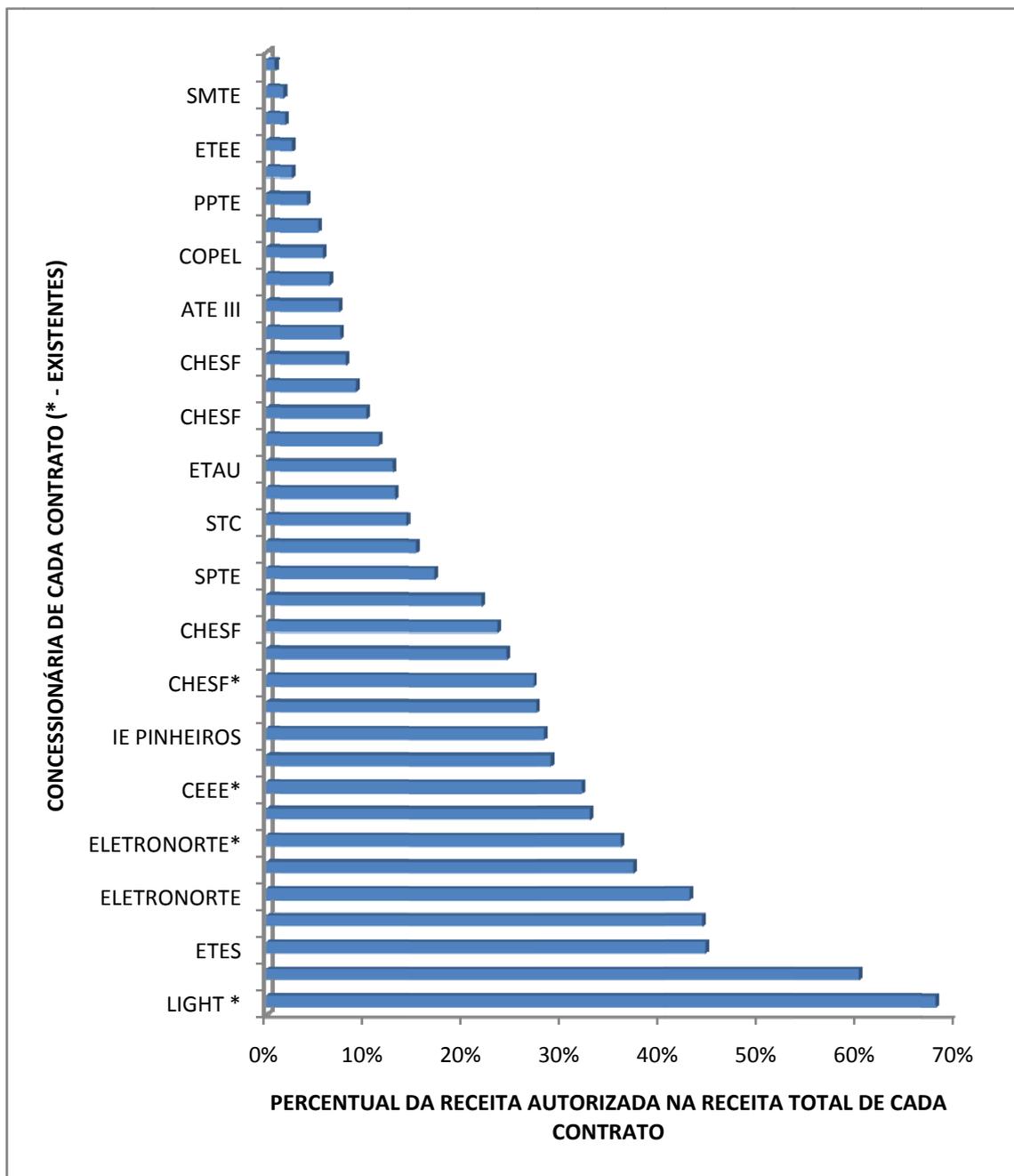


Figura 4.2: Razão entre as Receitas Autorizadas e a Receita Total de cada Concessionária de Transmissão (em Jul/2010).

Fonte: Elaboração própria a partir da Resolução Homologatória ANEEL 1.021/2010.

A figura 4.4 traz essa relação apenas para as concessionárias definidas em licitação. Os valores da RAP autorizada estão demonstrados como percentual da RAP total de cada Contrato de Concessão. Já não podemos afirmar que as receitas

autorizadas são mais relevantes nas estatais do que nas empresas que entraram no mercado após a instauração do novo modelo do setor elétrico.

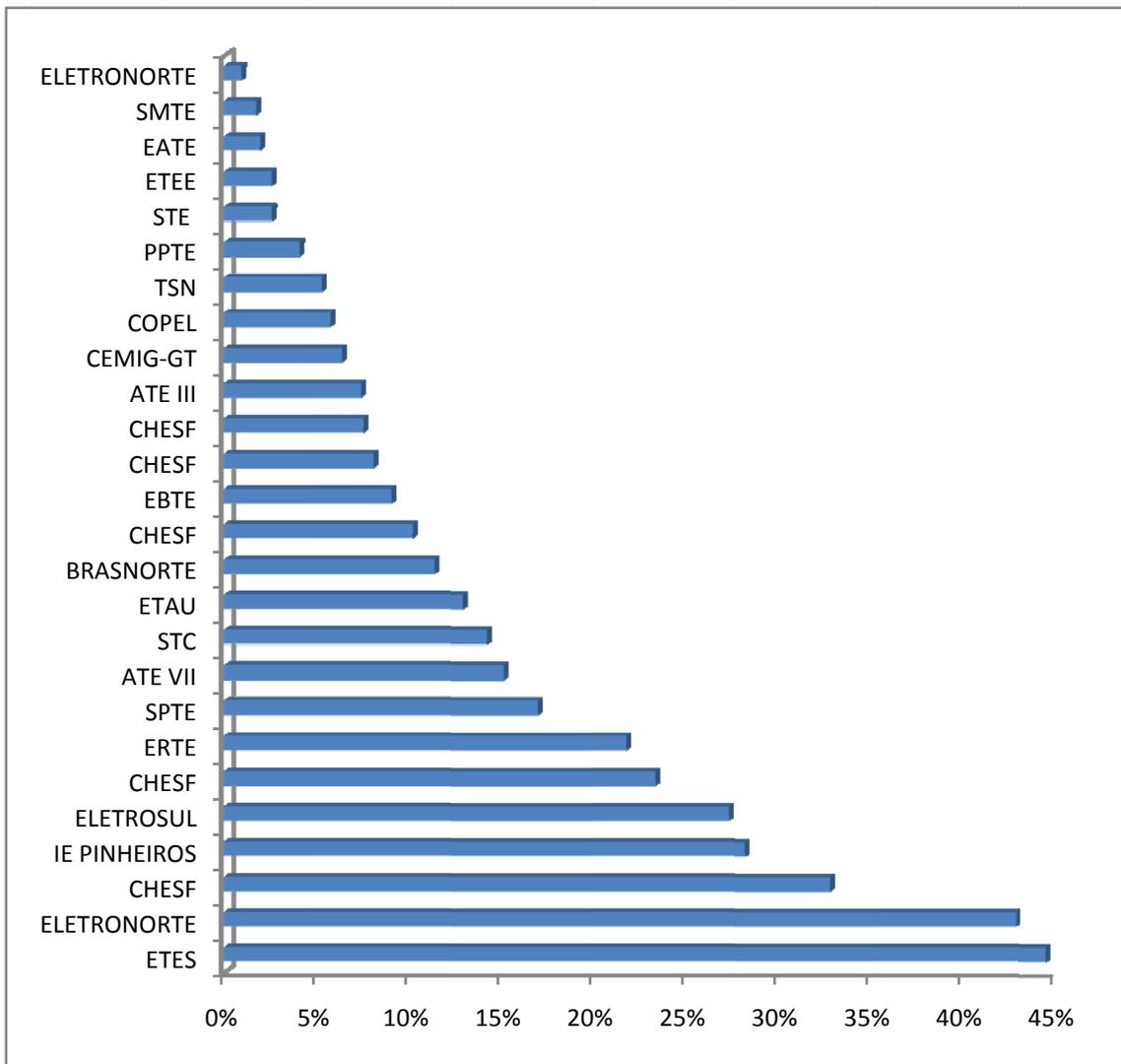


Figura 4.3: Razão entre as Receitas Autorizadas e a Receita Total de cada Concessionária de Transmissão Licitadas (em Jul/2010)

Fonte: Elaboração própria a partir da Resolução Homologatória ANEEL 1.021/2010 e diversas Resoluções Autorizativas.

O principal objetivo do trabalho é saber se a previsão de autorização de reforços em uma concessão pode incentivar os proponentes a ofertarem maiores deságios. Isso só faz sentido se a receita calculada para uma autorização remunerar o investimento acima da expectativa do consumidor, de forma que a empresa possa oferecer um deságio para prestar o serviço sendo remunerado por um valor abaixo do desejável, mas que depois seja recompensado pela receita adquirida com os reforços.

Para comparar se a receita autorizada corresponde as expectativas das concessionárias de transmissão, foi calculada a receita de uma obra que foi licitada, com base nas premissas usadas no cálculo de receitas autorizadas, foram selecionados as obras e o investimento previsto para as obras objeto do lote B do Edital de Leilão nº 001/2010 da ANEEL. As planilhas de cálculo fazem parte do ANEXO I - SIMULAÇÃO DE RECEITA AUTORIZADA PARA O LOTE B DO LEILÃO Nº 001/2010.

Utilizando o mesmo investimento nos dois casos, autorização de reforços e leilão de ampliações, retirado do Banco de Preços da ANEEL¹¹, obtém-se valor aproximadamente 5,6% maior que a receita máxima do lote. Este lote foi ofertado no leilão com deságio de 39 % pela proponente vencedora. Foi importante estabelecer essa relação entre receitas para determinar que a receitas autorizadas para os reforços excedem as expectativas das empresas e há interesse por parte das concessionárias de transmissão a indicação de reforços em suas instalações por parte do ONS e do MME.

Além disso, foram analisados 132 lotes licitados, destes, 74 tiveram deságios acima de 25%, e 47 tiveram indicação de reforços em planejamentos posteriores. Os resultados estão demonstrados no ANEXO II - RESULTADOS DAS CONCORRÊNCIAS E LEILÕES REALIZADOS ENTRE 1999 E 2011.

Somadas, as receitas provenientes das concorrências que ocorreram entre 1999 e 2010, a preços de junho de 2010, totalizam R\$ 4.733.609.856,66. Esclarecemos que esse valor difere daquele mostrado na figura 4.1, porque aquela só trata dos ativos em operação comercial.

Atualizando os valores das receitas tetos definidas nos editais destas mesmas concorrências temos o total de R\$ 6.393.774.660,90, também a preços de junho

¹¹ Devido à necessidade de homogeneidade dos custos para cada tipo de equipamento a ser licitado ou autorizado pela ANEEL que levasse em conta as especificidades de preços por região do país, a Resolução Homologatória nº 758, de 6 de janeiro de 2009, homologou as Metodologias para definição e atualização do Banco de Preços de Referência ANEEL a ser utilizado nos processos de autorização, licitação para outorga de concessão e revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

de 2010. Assim, observamos que as concorrências promoveram a economia de R\$ 1.660.164.804,23 anuais, o que representa 26% do valor licitado.

Destes 132 lotes, 61 foram vencidos por empresas que fizeram os Relatórios que subsidiaram tecnicamente os objetos dos leilões, segundo as “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”. O gráfico abaixo divide os lotes em duas categorias, aqueles vencidos por quem elaborou os relatórios e aqueles vencidos por outras empresas. Nota-se que os lotes vencidos pelas empresas que elaboraram os relatórios tiveram um deságio médio de 27% contra 23% dos lotes vencidos por empresas que não elaboraram os relatórios e as receitas dos primeiros totalizam, a preços de junho 2010, aproximadamente, 2,9 bilhões de reais, contra 2,4 bilhões de reais dos outros.

Tabela 4.1: Divisão dos lotes leiloados entre 1999 e 2010.

	Deságio Médio (%)	Receita proveniente da licitação(bilhões de reais)
Lotes em que o vencedor fez o relatório	23	2,4
Lotes em que o vencedor não fez o relatório	27	2,9

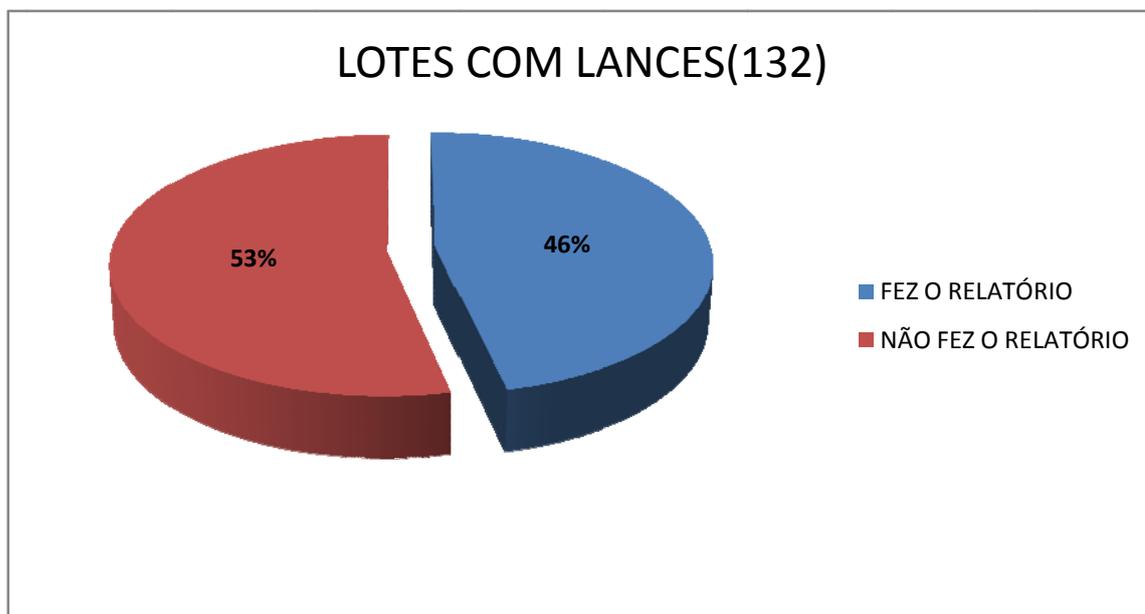


Figura 4.4: Resultado dos leilões realizados em relação aos lotes licitados entre 1999 e 2010

Fonte: Fonte: Elaboração própria a partir dos Resultados das Concorrências e dos Leilões.

Dos 132 lotes, 47 tiveram reforços indicados no planejamento (PAR ou PET), o próximo gráfico apresenta esta divisão, assim como o deságio médio e o total

da receita licitada (a preços de junho de 2010). Note-se que o deságio médio dos lotes que tiveram reforços indicados foi de 30% ao passo que o dos lotes sem reforços indicados foi de 23%.

Tabela 4.2: Divisão dos lotes entre os que tiveram e os que não tiveram reforço indicado.

	Deságio Médio (%)	Receita proveniente da licitação(bilhões de reais)
Lotes com reforço indicado	30	1,6
Lotes sem reforço indicado	23	3,7

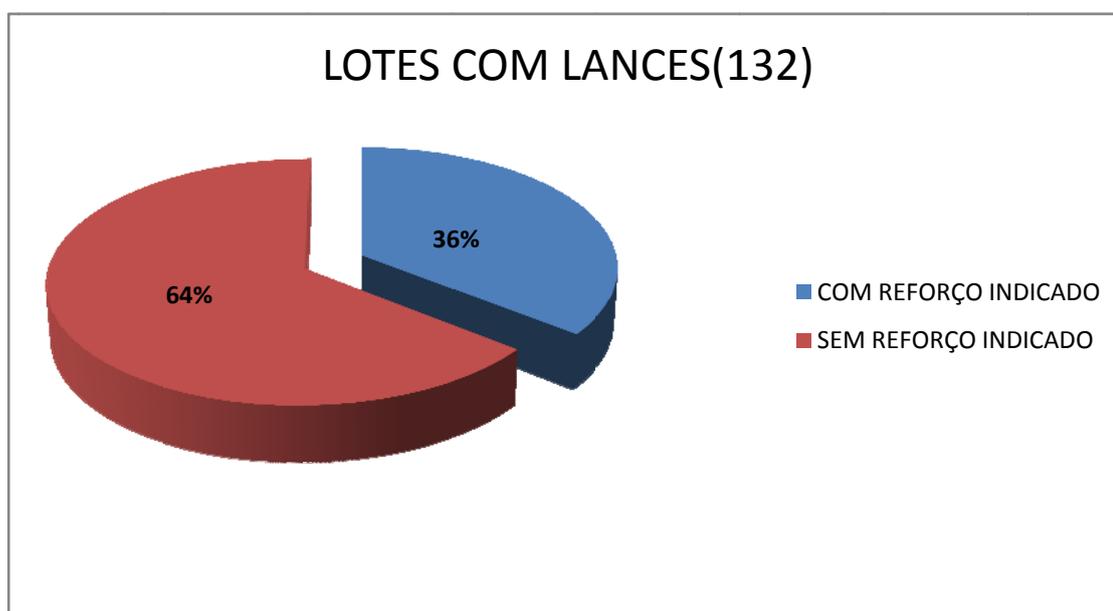


Figura 4.5: Resultado dos leilões dos lotes que tiveram indicação subsequente de reforços nos Planos ou Programas.

Fonte: Fonte: Elaboração própria a partir dos Resultados das Concorrências e dos Leilões.

Dos lotes analisados, destacamos os 47 lotes que tiveram reforços indicados após o leilão, desses lotes 26 foram arrematados pelas empresas que elaboraram os relatórios, com deságio médio de 28% e uma receita licitada total de aproximadamente 1 bilhão de reais (a preços de junho de 2010). Já os lotes que tiveram reforços indicados mas não foram arrematados pelas empresas que elaboraram os relatórios tiveram deságio médio de 35% e receita total de aproximadamente 0,6 bilhão de reais, como mostra a figura 4.7.

Tabela 4.3: Divisão dos lotes com reforços indicados.

	Deságio Médio (%)	Receita proveniente da licitação (bilhões de reais)
Lotes em que o vencedor fez o relatório	28	1,0
Lotes em que o vencedor não fez o relatório	35	0,6

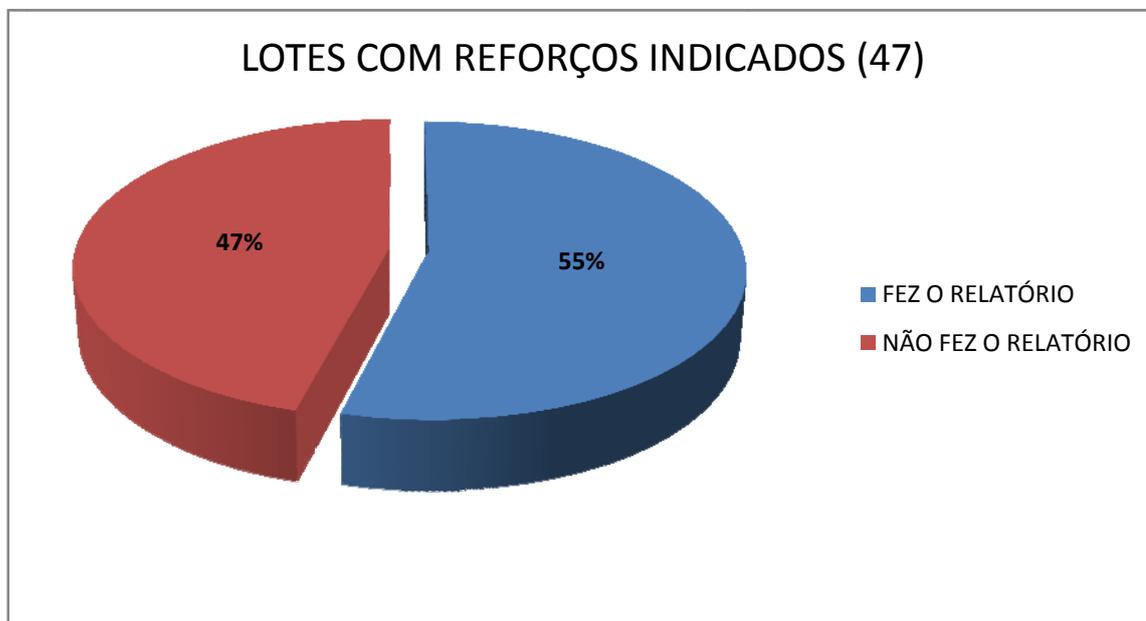


Figura 4.6: Proporção dos lotes que tiveram reforços indicados e elaboraram os relatórios que subsidiaram os editais.

Fonte: Fonte: Elaboração própria a partir dos Resultados das Concorrências e dos Leilões.

Dos lotes 47 lotes que tiveram reforços indicados após o leilão, desses lotes 30 tiveram deságios maiores que 25%, como mostra a figura 4.8.

Tabela 4.4: Divisão dos lotes com reforços por deságio.

	Deságio Médio (%)	Receita proveniente da licitação (bilhões de reais)
Lotes com deságios >25%	41	1,0
Lotes com deságios <25%	7	0,6

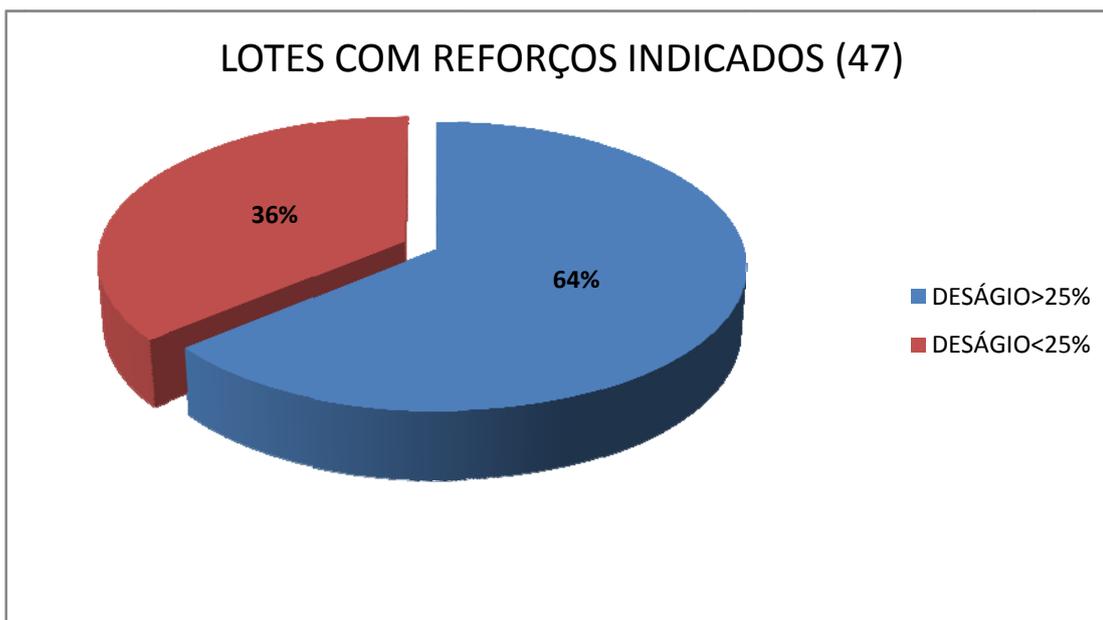


Figura 4.7: Proporção dos lotes que tiveram reforços indicados e deságios maiores que 25%

Fonte: Fonte: Elaboração própria a partir dos Resultados das Concorrências e dos Leilões.

Dos 47 lotes que tiveram reforços indicados, 27 já tiveram estes reforços autorizados, ou analisados e as receitas referentes a eles já estão cadastradas no SIGET.

Aplicamos o método dos mínimos quadrados para ajustar o conjunto dos deságios ofertados nos leilões destes 27 lotes em função da relevância da RAP autorizada na composição da RAP total do contrato.

Os dados utilizados foram aqueles transcritos na tabela 4.1 e a equação obtida foi a seguinte:

$$D = 0,225 + 0,596 R$$

onde,

D – deságio ajustado do lote;

R – relevância da RAP autorizada ($RAP_{\text{autorizada}} / RAP_{\text{total}}$).

O gráfico abaixo mostra os deságios ajustados e o percentual da receita autorizada na composição da receita de cada contrato proveniente dos leilões que tiveram receitas, devidas a reforços, autorizadas. Observa-se que existem pontos bem

distantes da linha de tendência, porém, deve-se levar em consideração que as relevâncias de autorização dizem respeito aos reforços já autorizados o que não necessariamente abrange as perspectivas das empresas para o futuro, assim, o interessante do gráfico é observar a tendência de aumento de deságio quando a relevância dos reforços aumenta.

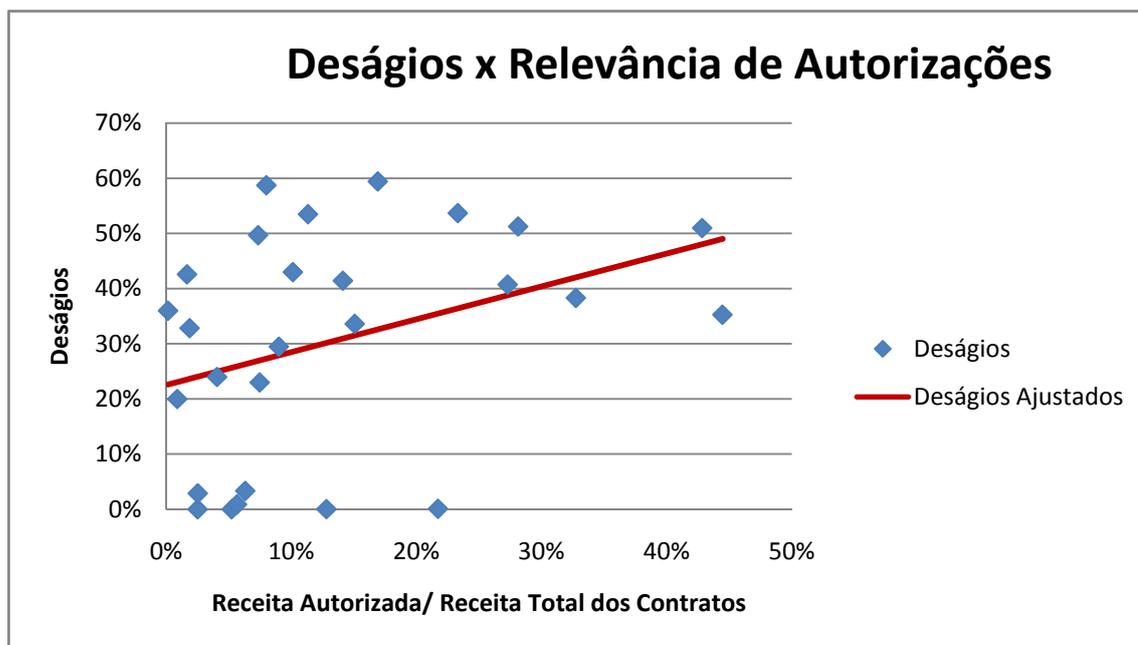


Figura 4.8: Tendência dos deságios dos leilões de acordo com o decréscimo da participação da receita autorizada na receita total dos contratos

Fonte: Elaboração própria a partir dos Resultados dos Leilões e do Relatório “Histórico de Receitas” do SIGET.

4.2 Dados Relevantes

Deve-se ressaltar que dos 132 lotes analisados, 54 não estão em operação comercial em julho de 2011. Dentre estes, 27 lotes tiveram deságios altos e 9 tiveram reforços indicados nos Planos de Ampliações e Reforços na Rede Básica ou Programa de Expansão da Transmissão. Nota-se que estas obras não têm suas previsões de entrada em operação próxima e já têm indicação de reforço.

Dentre eles há uma nova subestação que deverá ser implantada, onde os Relatórios do Edital de Leilão indicavam que alguns equipamentos seriam remanejados de outra subestação existente, os Planos mais recentes indicam que esses equipamentos

não têm a capacidade requerida e a implantação de novos equipamentos deve ser autorizada a transmissora responsável pela subestação antiga, neste caso a mesma que venceu o leilão.

Dos 54 lotes com entrada em operação para depois de julho de 2011, 22 tiveram deságio maiores que o deságio médio mas não têm reforços, ainda, indicados em Planos de Ampliações e Reforços na Rede Básica, dentre eles devo destacar o lote E do Edital de Leilão nº 006/2008 da ANEEL, que trata da SE Narandiba, o alto deságio neste caso se deve a fatos construtivos. O edital indicava que a subestação deveria ser isolada por causa do espaço restrito disponível, a empresa vencedora propôs que o menor nível de tensão não teria que ser necessariamente isolado o que reduziu o custo da proposta.

5. CONCLUSÕES

O Brasil, com todas as suas especificidades, elaborou seu modelo do setor elétrico que permitiu estabelecer a concorrência na transmissão de energia, fazendo com que outras empresas, além das antigas estatais, disputem pela entrada no mercado.

Diante da comparação entre as receitas calculadas para se autorizar obra para uma transmissora existente e as receitas calculadas para servir de oferta máxima dos leilões com possibilidade do surgimento de novas empresas no setor, os deságios que têm sido oferecidos nos leilões contribuem bastante para a modicidade tarifária, uma das metas da ANEEL.

Em relação ao tipo de leilão adotado para a concessão do serviço de transmissão de energia elétrica, tendo em vista as economias apresentadas por este tipo de leilão que, provavelmente, não seriam obtidas em tipo apenas fechados ou apenas abertos, o modelo de leilão adotado pela ANEEL para a concessão de serviços de Transmissão de Energia Elétrica tem sido eficiente e tem alcançado seu objetivo de modicidade tarifária.

Os gráficos apresentados mostram que a maior parte das empresas vencedoras não são as mesmas que elaboraram os relatórios que subsidiam os editais dos leilões. Isto significa que o fato de algumas empresas terem maior conhecimento do lote e maior participação nos estudos regionais não afeta a entrada de outras empresas no mercado. Porém, os lotes que foram arrematados por empresas que não participaram da elaboração dos relatórios tiveram deságio médio maior que os outros, o que indica que para entrar no mercado são necessários lances mais baixos.

Os resultados também mostram que os lotes que tiveram reforços indicados tiveram deságios médios maiores que os outros, o que indica que a perspectiva de indicação de reforços é utilizada na estratégia de composição dos lances dos leilões.

A maior parte dos lotes que tiveram reforços indicados posteriormente foram vencidos pelas empresas que elaboraram os relatórios, o que pode indicar a

assimetria de informação na construção de suas propostas para o leilão, caso estas informações de reforços não estejam indicadas nos editais.

A maior parte dos lotes que tiveram reforços indicados teve deságios superiores ao deságio médio dos leilões (25%), isto significa que a perspectiva de reforços posteriores eleva os deságios.

Devemos lembrar que as informações de reforços não são particulares. Qualquer agente tem acesso aos programas e aos dados que são utilizados para determinar a expansão do SIN e pode fazer seus próprios estudos e previsões.

De qualquer forma, a Agência deve estar atenta e analisar se os reforços devem realmente ser autorizados ou se caberia outro leilão para a execução das obras e, ainda, estudar a adoção de procedimentos sob os quais os leilões possam englobar os reforços previstos para outra etapa do planejamento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL. Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 11 jun. 2004. Seção 1, p. 82.
- [2] ANEEL. Resolução Normativa nº 68, de 8 de junho de 2004. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 11 jun. 2004. Seção 1, p. 82.
- [3] ANEEL. Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 9 jul. 2007. Seção 1, p. 34.
- [4] ARAUJO, J. L. e OLIVEIRA, A. *Diálogos da Energia: Reflexões sobre a última década, 1994-2004*. 7 Letras, 2005. 250 p.
- [5] BRAEUTIGAM, R.R. (1989) *Optimal policies for natural monopolies*. Handbook of industrial organization. New York: North-Holland, 1989 *apud* OHIRA, T. H. *Economia e Regulação do Setor de Saneamento Básico*. São Paulo, 2006.
- [6] BRASIL. Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.
- [7] BRASIL. Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004.
- [8] BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.
- [9] CADERNO TEMÁTICO 5: *Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição*. Brasília, 2005. Disponibilidade e acesso em: <www.aneel.gov.br>
- [10] CEZARIO, A. P. *Análise de leilões no setor elétrico: energia e transmissão*. 2007. 126 f. Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia de Produção) – UFPE, Recife.
- [11] EDITAIS DE CONCORRÊNCIA ANEEL nº 007/1999 e nº 011/1999. Disponibilidade e acesso em: <www.aneel.gov.br>
- [12] EDITAIS DE LEILÃO ANEEL nº 002/2000, nº 004/2000, nº 001/2001, nº003/2001, nº 002/2002, nº 001/2003, nº 001/2004, nº 002/2004, nº003/2006, nº 005/2006, nº 004/2007, nº 004/2008, nº 006/2008, nº007/2008, nº 008/2008, nº 001/2009, nº 005/2009, nº 001/2010, nº006/2010 e nº 008/2010. Disponibilidade e acesso em: <www.aneel.gov.br>

- [13] GAMA, M.M. *A Teoria Antitruste no Brasil: Fundamentos e Estado da Arte*. Belo Horizonte, 2005, 24 p.
- [14] GASTALDO, M. M. E BERGER, P. *Modelos regulatórios estrangeiros circunscritos ao setor elétrico*. In: O Setor Elétrico, novembro 2009. Capítulo XI, p. 24-27. Disponibilidade e acesso em: <www.osetoreletrico.com.br>
- [15] HOVENKAMP, H. *Antitrust*. St. Paul (Minn): West Publ. Co., 2a.ed.1994 *apud* GAMA, M.M., *A Teoria Antitruste no Brasil: Fundamentos e Estado da Arte*. Belo Horizonte, 2005, 24 p.
- [16] KLEMPERER, P. *Auctions: theory and practice*. Princeton University Press, 2004 *apud* MATTOS, C. (2008). *Licitações da ANP, PETROBRAS e a “Maldição do Vencedor”*. In: Marcos regulatórios no Brasil: incentivos ao investimento e governança regulatória. Rio de Janeiro: IPEA, p. 65-97.
- [17] MATTOS, C. (2008). *Licitações da ANP, PETROBRAS e a “Maldição do Vencedor”*. In: Marcos regulatórios no Brasil: incentivos ao investimento e governança regulatória. Rio de Janeiro: IPEA, p. 65-97.
- [18] NOTA TÉCNICA Nº 029/2007 – SRT/ANEEL, de 25 de junho de 2007.
- [19] OHIRA, THELMA H. *Economia e Regulação do Setor de Saneamento Básico*
- [20] ORTIS, C. S. (2010). *As licitações de geração e transmissão de energia elétrica e os leilões combinatórios*. In: Castro, M. F e Loureiro, L. G. K. (Orgs.). *Direito da Energia Elétrica no Brasil: aspectos institucionais, regulatórios e socioambientais*. Brasília: Unb, 2010, p. 79-107.
- [21] PIRES, J.C.L., *Políticas Regulatórias no Setor de Energia Elétrica: A experiência dos Estados Unidos e da União Européia*.
- [22] PLANOS DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA PERÍODOS 2001-2003, 2002-2004, 2003-2005, 2004-2006, 2005-2007, 2006-2008, 2007-2009, 2008-2010, 2009-2011, 2010-2012 e 2011-2013. Disponibilidade e acesso em: <www.aneel.gov.br>
- [23] PROCEDIMENTOS DE REDE. Disponibilidade e acesso em: <www.ons.org.br>

- [24] PROGRAMA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO PERÍODOS 2006-2010, 2007-2011, 2008-2012 e 2009-2013. Disponibilidade e acesso em: <www.aneel.gov.br>
- [25] SALGADO, L.H. *A Economia Política da Ação Antitruste*. São Paulo: Editora Singular. 1997. *apud* GAMA, M.M., *A Teoria Antitruste no Brasil: Fundamentos e Estado da Arte*. Belo Horizonte, 2005, 24 p.
- [26] SANT'ANNA, A.P. E OLIVEIRA, C.A. *Análise da Produtividade do Setor Odontológico do Sistema de Saúde da Marinha utilizando o índice Malmquist*. Curitiba, 2002, 8p.

ANEXOS

ANEXO I – SIMULAÇÃO DE RECEITA AUTORIZADA PARA O LOTE B DO LEILÃO N° 001/2010	68
ANEXO II – RESULTADOS DAS CONCORRÊNCIAS E LEILÕES REALIZADOS ENTRE 1999 E 2011	81
ANEXO III – RESUMO DOS LANCES DOS LEILÕES REALIZADOS ENTRE 2003 E 2011	95

ANEXO I
SIMULAÇÃO DE RECEITA AUTORIZADA PARA O LOTE B DO
LEILÃO Nº 001/2010

SIMULAÇÃO DE RECEITA AUTORIZADA PARA LOTE B DO LEILÃO Nº 001/2010

Data de Atualização		jan/10
Descrição		jan/10
SE X	Módulo de Infraestrutura Geral -MIG - BD4	4.110,76
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	204,23
	Conexão de Trafo 230 kV - BD4	1.878,26
	Autotransformador trifásico 230/138 kV	3.025,54
	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4	456,96
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	249,69
	Interligação de Barras - BD4	1.080,26
	Conexão de Trafo 138 kV - BD4	1.459,60
	Entrada de Linha - EL - BD4	4.195,85
SE Y	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4	5.574,44
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	408,47
	Interligação de Barras - BD4	1.386,54
	Conexão de Trafo 230 kV - BD4	1.878,26
	Transformador trifásico 230/69 kV	4.617,67
	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BPT	327,79
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	220,65
	Conexão de Trafo 69 kV - BPT	746,99
	Interligação de Barras - BPT	495,70
	Entrada de Linha - EL - BPT	1.734,72
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	317,40
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD5	326,10
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	5.228,91
Transferência	CD AAC 1 x 715 MCM "Starling"	200,18
SE Z	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4	5.750,63
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	612,70
	Interligação de Barras - BD4	1.386,54
	Conexão de Trafo 230 kV - BD4	3.756,53
	Transformador 230/69 kV monofásico	17.189,47
	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BPT	327,79
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	275,81
	Conexão de Trafo 69 kV - BPT	1.493,98
	Interligação de Barras - BPT	495,70
	Entrada de Linha - EL - BPT	1.734,72
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	317,40
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD5	326,10
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	5.228,91
Transferência	CD AAC 1 x 715 MCM "Starling"	200,18
SE A	Módulo Infraestrututa Geral - MIG - BD4	5.750,63
	Módulo de Infraestrututa de Manobra - MIM	612,69
	Interligação de Barras - BD4	1.386,54
	Transformador trifásico 230/69 kV	9.235,33
	Conexão de Transformador -BD4	3.756,53
	Módulo Infraestrututa Geral - MIG - BPT	327,79
	Módulo de Infraestrututa de Manobra - MIM	386,10
	Conexão de Transformador - BPT	1.493,98
	Interligação de Barras - BPT	495,70
	Entrada de Linha - BPT	3.469,45
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	793,49
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD5	815,24
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	5.228,91
Transferência	Loop LT 230 kV Santo Ângelo 2 - UHE Passo Real - CD - 1 x 636 MCM - Grosbeak	192,04

TOTAL

113.165.850,22

CÁLCULO DE RECEITA DE AUTORIZAÇÃO

Entrada de Dados

Módulos	Módulo de Infraestrutura Geral -MIG - BD4	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	Conexão de Trafo 230 kV - BD4	Autotransformador trifásico 230/138 kV	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM
Investimento						
Investimento Inicial:	R\$ 4.110,76	R\$ 204,23	R\$ 1.878,26	R\$ 3.025,54	R\$ 456,96	R\$ 249,69

Despesas Operacionais

O&M anual (Percentual do Investimento)	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Taxa de Depreciação (sobre o investimento depreciável)	3,16%	3,16%	3,10%	2,50%	3,16%	3,16%
Número de Anos da Depreciação	32 anos	32 anos	32 anos	40 anos	32 anos	32 anos

Taxa de Remuneração

WACC depois de impostos	7,24%
WACC antes de impostos	10,97%
Alíquota Tributária Marginal Efetiva	34,00%

Encargos Setoriais

Cofins, PIS e Finsocial	9,25%
Taxa fiscalização	0,50%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,00%

Módulos	Interligação de Barras - BD4	Conexão de Trafo 138 kV - BD4	Entrada de Linha - EL - BD4	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	Interligação de Barras - BD4
Investimento						
Investimento Inicial:	R\$ 1.080,26	R\$ 1.459,60	R\$ 4.195,85	R\$ 5.574,44	R\$ 408,47	R\$ 1.386,54

Despesas Operacionais

O&M anual (Percentual do Investimento)	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Taxa de Depreciação (sobre o investimento depreciável)	3,28%	3,29%	3,52%	3,16%	3,16%	3,02%
Número de Anos da Depreciação	30 anos	30 anos	28 anos	32 anos	32 anos	33 anos

Taxa de Remuneração

WACC depois de impostos	7,24%
WACC antes de impostos	10,97%
Alíquota Tributária Marginal Efetiva	34,00%

Encargos Setoriais

Cofins, PIS e Finsocial	9,25%
Taxa fiscalização	0,50%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,00%

Entrada de Dados

Módulos	Conexão de Trafo 230 kV - BD4	Transformador trifásico 230/69 kV	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BPT	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	Conexão de Trafo 69 kV - BPT	Interligação de Barras - BPT
Investimento						
Investimento Inicial:	R\$ 1.878,26	R\$ 4.617,67	R\$ 327,79	R\$ 220,65	R\$ 746,99	R\$ 495,70

Despesas Operacionais

O&M anual (Percentual do Investimento)	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Taxa de Depreciação (sobre o investimento depreciável)	3,09%	2,50%	3,16%	3,16%	3,25%	3,33%
Número de Anos da Depreciação	32 anos	40 anos	32 anos	32 anos	31 anos	30 anos

Taxa de Remuneração

WACC depois de impostos	7,24%
WACC antes de impostos	10,97%
Alíquota Tributária Marginal Efetiva	34,00%

Encargos Setoriais

Cofins, PIS e Finsocial	9,25%
Taxa fiscalização	0,50%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,00%

Módulos	Entrada de Linha - EL - BPT	Entrada de Linha - EL - BD4	Entrada de Linha - EL - BD5	Entrada de Linha - EL - BD4	CD AAC 1 x 715 MCM "Starling"	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4
Investimento						
Investimento Inicial:	R\$ 1.734,72	R\$ 317,40	R\$ 326,10	R\$ 5.228,91	R\$ 200,18	R\$ 5.750,63

Despesas Operacionais

O&M anual (Percentual do Investimento)	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,0%
Taxa de Depreciação (sobre o investimento depreciável)	3,25%	3,36%	3,36%	3,36%	2,50%	3,16%
Número de Anos da Depreciação	31 anos	30 anos	30 anos	30 anos	40 anos	32 anos

Taxa de Remuneração

WACC depois de impostos	7,24%
WACC antes de impostos	10,97%
Alíquota Tributária Marginal Efetiva	34,00%

Encargos Setoriais

Cofins, PIS e Finsocial	9,25%
Taxa fiscalização	0,50%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,00%

Entrada de Dados

Módulos	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	Interligação de Barras - BD4	Conexão de Trafo 230 kV - BD4	Transformador 230/69 kV monofásico	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BPT	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM
Investimento						
Investimento Inicial:	R\$ 612,70	R\$ 1.386,54	R\$ 3.756,53	R\$ 17.189,47	R\$ 327,79	R\$ 275,81

Despesas Operacionais

O&M anual (Percentual do Investimento)	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Taxa de Depreciação (sobre o investimento depreciável)	3,03%	3,03%	3,09%	2,50%	3,16%	3,16%
Número de Anos da Depreciação	32 anos	33 anos	32 anos	40 anos	32 anos	32 anos

Taxa de Remuneração

WACC depois de impostos	7,24%
WACC antes de impostos	10,97%
Alíquota Tributária Marginal Efetiva	34,00%

Encargos Setoriais

Cofins, PIS e Finsocial	9,25%
Taxa fiscalização	0,50%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,00%

Módulos	Conexão de Trafo 69 kV - BPT	Interligação de Barras - BPT	Entrada de Linha - EL - BPT	Entrada de Linha - EL - BD4	Entrada de Linha - EL - BD4	Entrada de Linha - EL - BD4
Investimento						
Investimento Inicial:	R\$ 1.493,98	R\$ 495,70	R\$ 1.734,72	R\$ 317,40	R\$ 326,10	R\$ 5.228,91

Despesas Operacionais

O&M anual (Percentual do Investimento)	2,0%	2,0%	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Taxa de Depreciação (sobre o investimento depreciável)	3,33%	3,22%	3,25%	3,36%	3,36%	3,36%
Número de Anos da Depreciação	30 anos	31 anos	31 anos	30 anos	30 anos	30 anos

Taxa de Remuneração

WACC depois de impostos	7,24%
WACC antes de impostos	10,97%
Alíquota Tributária Marginal Efetiva	34,00%

Encargos Setoriais

Cofins, PIS e Finsocial	9,25%
Taxa fiscalização	0,50%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,00%

Entrada de Dados

Módulos	CD AAC 1 x 715 MCM "Starling"	Módulo Infraestrututa Geral - MIG - BD4	Módulo de Infraestrututa de Manobra - MIM	Interligação de Barras - BD4	Transformador trifásico 230/69 kV	Conexão de Transformador -BD4
Investimento						
Investimento Inicial:	R\$ 200,18	R\$ 5.750,63	R\$ 612,69	R\$ 1.386,54	R\$ 9.235,33	R\$ 3.756,53

Despesas Operacionais

O&M anual (Percentual do Investimento)	0,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Taxa de Depreciação (sobre o investimento depreciável)	2,50%	3,16%	3,16%	3,00%	2,50%	3,09%
Número de Anos da Depreciação	40 anos	32 anos	32 anos	33 anos	40 anos	32 anos

Taxa de Remuneração

WACC depois de impostos	7,24%
WACC antes de impostos	10,97%
Alíquota Tributária Marginal Efetiva	34,00%

Encargos Setoriais

Cofins, PIS e Finsocial	9,25%
Taxa fiscalização	0,50%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,00%

Módulos	Módulo Infraestrututa Geral - MIG - BPT	Módulo de Infraestrututa de Manobra - MIM	Conexão de Transformador - BPT	Interligação de Barras - BPT	Entrada de Linha - BPT	Entrada de Linha - EL - BD4
Investimento						
Investimento Inicial:	R\$ 327,79	R\$ 386,10	R\$ 1.493,98	R\$ 495,70	R\$ 3.469,45	R\$ 793,49

Despesas Operacionais

O&M anual (Percentual do Investimento)	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	0,0%
Taxa de Depreciação (sobre o investimento depreciável)	3,16%	3,16%	3,25%	3,33%	3,22%	3,36%
Número de Anos da Depreciação	32 anos	32 anos	31 anos	30 anos	31 anos	30 anos

Taxa de Remuneração

WACC depois de impostos	7,24%
WACC antes de impostos	10,97%
Alíquota Tributária Marginal Efetiva	34,00%

Encargos Setoriais

Cofins, PIS e Finsocial	9,25%
Taxa fiscalização	0,50%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,00%

Entrada de Dados

Módulos	Entrada de Linha - EL - BD5	Entrada de Linha - EL - BD4	Transferência
Investimento			
Investimento Inicial:	R\$ 815,24	R\$ 5.228,91	R\$ 192,04
Despesas Operacionais			
O&M anual (Percentual do Investimento)	0,0%	0,0%	0,0%
Taxa de Depreciação (sobre o investimento depreciável)	3,36%	3,36%	3,36%
Número de Anos da Depreciação	30 anos	30 anos	30 anos
Taxa de Remuneração			
WACC depois de impostos	7,24%		
WACC antes de impostos	10,97%		
Alíquota Tributária Marginal Efetiva	34,00%		
Encargos Setoriais			
Cofins, PIS e Finsocial	9,25%		
Taxa fiscalização	0,50%		
Pesquisa & Desenvolvimento	1,00%		



CÁLCULO DE RECEITA DE AUTORIZAÇÃO

Módulos	Módulo de Infraestrutura Geral -MIG - BD4	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	Conexão de Trafo 230 kV - BD4	Autotransformador trifásico 230/138 kV	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM
Receita Bruta de Transmissão	R\$ 582,81	R\$ 28,96	R\$ 266,94	R\$ 420,19	R\$ 64,79	R\$ 35,40
Encargos Setoriais	62,65	3,11	28,70	45,17	6,96	3,81
PIS/COFINS	53,91	2,68	24,69	38,87	5,99	3,27
Taxa fiscalização	2,91	0,14	1,33	2,10	0,32	0,18
Pesquisa & Desenvolvimento	5,83	0,29	2,67	4,20	0,65	0,35
Receita Líquida de Transmissão	520,15	25,84	238,25	375,02	57,82	31,59
Despesas Operacionais	82,22	4,08	37,57	60,51	9,14	4,99
Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE)	437,94	21,76	200,68	314,51	48,68	26,60
Investimento Inicial	4.110,76	204,23	1.878,26	3.025,54	456,96	249,69
Vida Útil	32,00	32,00	32,00	40,00	32,00	32,00

Módulos	Interligação de Barras - BD4	Conexão de Trafo 138 kV - BD4	Entrada de Linha - EL - BD4	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	Interligação de Barras - BD4
Receita Bruta de Transmissão	R\$ 155,12	R\$ 209,51	R\$ 609,32	R\$ 790,32	R\$ 57,91	R\$ 196,17
Encargos Setoriais	16,68	22,52	65,50	84,96	6,23	21,09
PIS/COFINS	14,35	19,38	56,36	73,10	5,36	18,15
Taxa fiscalização	0,78	1,05	3,05	3,95	0,29	0,98
Pesquisa & Desenvolvimento	1,55	2,10	6,09	7,90	0,58	1,96
Receita Líquida de Transmissão	138,45	186,99	543,82	705,36	51,69	175,08
Despesas Operacionais	21,61	29,19	83,92	111,49	8,17	27,73
Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE)	116,84	157,80	459,90	593,87	43,52	147,35
Investimento Inicial	1.080,26	1.459,60	4.195,85	5.574,44	408,47	1.386,54
Vida Útil	30,00	30,00	28,00	32,00	32,00	33,00

Módulos	Conexão de Trafo 230 kV – BD4	Transformador trifásico 230/69 kV	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BPT	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	Conexão de Trafo 69 kV - BPT	Interligação de Barras - BPT
Receita Bruta de Transmissão	R\$ 267,05	R\$ 641,31	R\$ 46,47	R\$ 31,28	R\$ 106,41	R\$ 71,04
Encargos Setoriais	28,71	68,94	5,00	3,36	11,44	7,64
PIS/COFINS	24,70	59,32	4,30	2,89	9,84	6,57
Taxa fiscalização	1,34	3,21	0,23	0,16	0,53	0,36
Pesquisa & Desenvolvimento	2,67	6,41	0,46	0,31	1,06	0,71
Receita Líquida de Transmissão	238,34	572,37	41,48	27,92	94,98	63,40
Despesas Operacionais	37,57	92,35	6,56	4,41	14,94	9,91
Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE)	200,78	480,01	34,92	23,51	80,04	53,49
Investimento Inicial	1.878,26	4.617,67	327,79	220,65	746,99	495,70
Vida Útil	32,00	40,00	32,00	32,00	31,00	30,00

Módulos	Entrada de Linha - EL – BPT	Entrada de Linha - EL - BD4	Entrada de Linha - EL - BD5	Entrada de Linha - EL - BD4	CD AAC 1 x 715 MCM "Starling"	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4
Receita Bruta de Transmissão	R\$ 247,13	R\$ 38,32	R\$ 39,37	R\$ 631,27	R\$ 23,32	R\$ 815,30
Encargos Setoriais	26,57	4,12	4,23	67,86	2,51	87,64
PIS/COFINS	22,86	3,54	3,64	58,39	2,16	75,42
Taxa fiscalização	1,24	0,19	0,20	3,16	0,12	4,08
Pesquisa & Desenvolvimento	2,47	0,38	0,39	6,31	0,23	8,15
Receita Líquida de Transmissão	220,56	34,20	35,14	563,41	20,81	727,66
Despesas Operacionais	34,69	0,00	0,00	0,00	0,00	115,01
Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE)	185,86	34,20	35,14	563,41	20,81	612,64
Investimento Inicial	1.734,72	317,40	326,10	5.228,91	200,18	5.750,63
Vida Útil	31,00	30,00	30,00	30,00	40,00	32,00

Módulos	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	Interligação de Barras - BD4	Conexão de Trafo 230 kV - BD4	Transformador 230/69 kV monofásico	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BPT	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM
Receita Bruta de Transmissão	R\$ 87,33	R\$ 196,09	R\$ 534,10	R\$ 2.387,29	R\$ 46,47	R\$ 39,10
Encargos Setoriais	9,39	21,08	57,42	256,63	5,00	4,20
PIS/COFINS	8,08	18,14	49,40	220,82	4,30	3,62
Taxa fiscalização	0,44	0,98	2,67	11,94	0,23	0,20
Pesquisa & Desenvolvimento	0,87	1,96	5,34	23,87	0,46	0,39
Receita Líquida de Transmissão	77,94	175,01	476,69	2.130,66	41,48	34,90
Despesas Operacionais	12,25	27,73	75,13	343,79	6,56	5,52
Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE)	65,68	147,28	401,56	1.786,87	34,92	29,38
Investimento Inicial	612,70	1.386,54	3.756,53	17.189,47	327,79	275,81
Vida Útil	32,00	33,00	32,00	40,00	32,00	32,00

Módulos	Conexão de Trafo 69 kV - BPT	Interligação de Barras - BPT	Entrada de Linha - EL - BPT	Entrada de Linha - EL - BD4	Entrada de Linha - EL - BD4	Entrada de Linha - EL - BD4
Receita Bruta de Transmissão	R\$ 214,10	R\$ 70,70	R\$ 247,13	R\$ 38,32	R\$ 39,37	R\$ 631,27
Encargos Setoriais	23,02	7,60	26,57	4,12	4,23	67,86
PIS/COFINS	19,80	6,54	22,86	3,54	3,64	58,39
Taxa fiscalização	1,07	0,35	1,24	0,19	0,20	3,16
Pesquisa & Desenvolvimento	2,14	0,71	2,47	0,38	0,39	6,31
Receita Líquida de Transmissão	191,08	63,10	220,56	34,20	35,14	563,41
Despesas Operacionais	29,88	9,91	34,69	0,00	0,00	0,00
Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE)	161,21	53,19	185,86	34,20	35,14	563,41
Investimento Inicial	1.493,98	495,70	1.734,72	317,40	326,10	5.228,91
Vida Útil	30,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00

Módulos	CD AAC 1 x 715 MCM "Starling"	Módulo Infraestrututa Geral - MIG - BD4	Módulo de Infraestrututa de Manobra - MIM	Interligação de Barras - BD4	Transformador trifásico 230/69 kV	Conexão de Transformador -BD4
Receita Bruta de Transmissão	R\$ 23,32	R\$ 815,30	R\$ 86,87	R\$ 196,33	R\$ 1.282,61	R\$ 534,10
Encargos Setoriais	2,51	87,64	9,34	21,11	137,88	57,42
PIS/COFINS	2,16	75,42	8,04	18,16	118,64	49,40
Taxa fiscalização	0,12	4,08	0,43	0,98	6,41	2,67
Pesquisa & Desenvolvimento	0,23	8,15	0,87	1,96	12,83	5,34
Receita Líquida de Transmissão	20,81	727,66	77,53	175,23	1.144,73	476,69
Despesas Operacionais	0,00	115,01	12,25	27,73	184,71	75,13
Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE)	20,81	612,64	65,27	147,49	960,03	401,56
Investimento Inicial	200,18	5.750,63	612,69	1.386,54	9.235,33	3.756,53
Vida Útil	40,00	32,00	32,00	33,00	40,00	32,00

Módulos	Módulo Infraestrututa Geral - MIG - BPT	Módulo de Infraestrututa de Manobra - MIM	Conexão de Transformador - BPT	Interligação de Barras - BPT	Entrada de Linha - BPT	Entrada de Linha - EL - BD4
Receita Bruta de Transmissão	R\$ 46,47	R\$ 54,74	R\$ 212,83	R\$ 71,04	R\$ 494,85	R\$ 95,79
Encargos Setoriais	5,00	5,88	22,88	7,64	53,20	10,30
PIS/COFINS	4,30	5,06	19,69	6,57	45,77	8,86
Taxa fiscalização	0,23	0,27	1,06	0,36	2,47	0,48
Pesquisa & Desenvolvimento	0,46	0,55	2,13	0,71	4,95	0,96
Receita Líquida de Transmissão	41,48	48,86	189,95	63,40	441,66	85,50
Despesas Operacionais	6,56	7,72	29,88	9,91	69,39	0,00
Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE)	34,92	41,13	160,07	53,49	372,27	85,50
Investimento Inicial	327,79	386,10	1.493,98	495,70	3.469,45	793,49
Vida Útil	32,00	32,00	31,00	30,00	31,00	30,00

Módulos	Entrada de Linha - EL - BD5	Entrada de Linha - EL - BD4	Transferência
Receita Bruta de Transmissão	R\$ 98,42	R\$ 631,27	R\$ 23,18
Encargos Setoriais	10,58	67,86	2,49
PIS/COFINS	9,10	58,39	2,14
Taxa fiscalização	0,49	3,16	0,12
Pesquisa & Desenvolvimento	0,98	6,31	0,23
Receita Líquida de Transmissão	87,84	563,41	20,69
Despesas Operacionais	0,00	0,00	0,00
Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE)	87,84	563,41	20,69
Investimento Inicial	815,24	5.228,91	192,04
Vida Útil	30,00	30,00	30,00

SIMULAÇÃO DE RECEITA AUTORIZADA PARA LOTE B DO LEILÃO Nº 001/2010

	Descrição	RAP
SE X	Módulo de Infraestrutura Geral -MIG - BD4	582,81
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	28,96
	Conexão de Trafo 230 kV - BD4	266,94
	Autotransformador trifásico 230/138 kV	420,19
	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4	64,79
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	35,40
	Interligação de Barras - BD4	155,12
	Conexão de Trafo 138 kV - BD4	209,51
	Entrada de Linha - EL - BD4	609,32
SE Y	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4	790,32
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	57,91
	Interligação de Barras - BD4	196,17
	Conexão de Trafo 230 kV - BD4	267,05
	Transformador trifásico 230/69 kV	641,31
	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BPT	46,47
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	31,28
	Conexão de Trafo 69 kV - BPT	106,41
	Interligação de Barras - BPT	71,04
	Entrada de Linha - EL - BPT	247,13
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	38,32
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD5	39,37
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	631,27
Transferência	CD AAC 1 x 715 MCM "Starling"	23,32
SE Z	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BD4	815,30
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	87,33
	Interligação de Barras - BD4	196,09
	Conexão de Trafo 230 kV - BD4	534,10
	Transformador 230/69 kV monofásico	2.387,29
	Módulo de Infraestrutura Geral - MIG - BPT	46,47
	Módulo de Infraestrutura de Manobra - MIM	39,10
	Conexão de Trafo 69 kV - BPT	214,10
	Interligação de Barras - BPT	70,70
	Entrada de Linha - EL - BPT	247,13
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	38,32
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD5	39,37
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	631,27
Transferência	CD AAC 1 x 715 MCM "Starling"	23,32
SE A	Módulo Infraestrututa Geral - MIG - BD4	815,30
	Módulo de Infraestrututa de Manobra - MIM	86,87
	Interligação de Barras - BD4	196,33
	Transformador trifásico 230/69 kV	1.282,61
	Conexão de Transformador -BD4	534,10
	Módulo Infraestrututa Geral - MIG - BPT	46,47
	Módulo de Infraestrututa de Manobra - MIM	54,74
	Conexão de Transformador - BPT	212,83
	Interligação de Barras - BPT	71,04
	Entrada de Linha - BPT	494,85
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	95,79
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD5	98,42
Transferência	Entrada de Linha - EL - BD4	631,27
Transferência	Loop LT 230 kV Santo Ângelo 2 - UHE Passo Real - CD - 1 x 636 MCM - Grosbeak	23,18
	TOTAL	15.574.095,8

ANEXO II
RESULTADOS DAS CONCORRÊNCIAS E LEILÕES
REALIZADOS ENTRE 1999 E 2011

RESULTADOS DAS CONCORRÊNCIAS E LEILÕES REALIZADOS ENTRE 1999 E 2010

Concorrência/LOTE	Potencia MVA	Extensão Km	Deságio %	CONCESSIONÁRIA VENCEDORA	AUTORA DOS RELATÓRIOS	INDICAÇÃO DE REFORÇO NO PAR
Concorrência N° 007/1999		505,0	8,02	CONSÓRCIO MULTISERCE/AMP, constituído pelas empresas: Multiservice Engenharia Ltda. (54%); e AMP do Brasil Conectores Elétricos Eletrônicos Ltda. (46%)	Companhia de Transmissão de Energia Eletrica Paulista CTEEP	SIM
Concorrência N° 011/1999	224,0	253,0	30,75	CONSÓRCIO SCHAHIN/ALUSA/CELESC, constituído pelas empresas: Schahin Engenharia Ltda.(40%); ALUSA - Companhia Técnica de Engenharia (40%); e Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - CELESC (20%)	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	NÃO
Concorrência N° 003/2000	600,0	6,0	32,85	Companhia Energetica de Minas Gerais – CEMIG	Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	SIM
	824,0	764,0	20,27			

Leilão N° 002/2000

LOTE A		1.278,0	2,95	CONSÓRCIO NOVATRANS ENERGIA-GC, constituído pelas empresas: Civilia Engenharia Ltda.; Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A.; e Camargo Corrêa Equipamentos e Sistemas S.A.	Furnas Centrais Elétricas S.A. e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO
LOTE B		575,0	0,91	CONSÓRCIO EXPANSION, constituído pelas empresas: Instalaciones Abengoa, Inabensa, S.A., Cobra Instalaciones y Servicios, S.A., Elecnor S.A. e Isolux Wat S.A.	ELETROBRÁS	NÃO
LOTE C	1.800,0	1.050,0	3,34	CONSÓRCIO INEPAR/ENELPOWER, constituído pelas empresas: Inepar Energia S.A. e Enelpower S.p.A.	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	SIM
	1.800,0	2.903,0	2,78			

Leilão N° 004/2000

LOTE A	1.500,0	332,0	0,00	Furnas Centrais Elétricas	Companhia Paranaense de Energia S.A. - COPEL e Furnas Centrais Elétricas S.A.	NÃO
LOTE B		330,0	8,02	CONSÓRCIO TUC-2001, constituído pelas empresas: ALUSA-Companhia Técnica de Engenharia Elétrica e Schahin Engenharia Ltda.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO
LOTE C		924,0	0,00	CONSÓRCIO TUC-2001, constituído pelas empresas: ALUSA-Companhia Técnica de Engenharia Elétrica e Schahin Engenharia Ltda.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	SIM
	1.500,0	1.586,0	1,06			

Leilão N° 001/2001

LOTE A		137,0	0,00	Companhia Paranaense de Energia – COPEL	Companhia Paranaense de Energia S.A. - COPEL	SIM
LOTE B	400,0	370,0	*****	Não houve Proposta. Observação: Obra Prioritária - Resolução GCE nº 035/2001, autorizando FURNAS à execução		
LOTE C		212,0	9,77	PEM ENGENHARIA S.A. Observação: A Proponente não assinou o Contrato de Concessão e o Despacho ANEEL nº 36, de 31 de janeiro de 2002, tornou sem efeito a adjudicação concedida a PEM Engenharia S.A. Observação: Relançado no Leilão nº 002/2002.		
	400,0	137,0	0,00			

Leilão N° 003/2001

LOTE A		51,0	0,50	Goiana Transmissora de Energia - GTESA	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	NÃO
LOTE B		137,0	0,00	Companhia de Transmissão de Energia Eletrica Paulista CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Eletrica Paulista CTEEP	SIM
LOTE C		179,0	*****	Não houve Proponente. Observação: Relançado no Edital de Leilão nº 002/2002.		NÃO
LOTE D	1.200,0	386,0	1,01	Instalaciones Inabensa S.A.	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	NÃO
	1.200,0	753,0	15,31			

Leilão N° 002/2002

LOTE A		127,1	0,01	Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT	NÃO
LOTE B		389,0	2,89	Asa Investment AG	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, AES e ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.	SIM
LOTE C		187,3	0,03	CONSÓRCIO PLANALTO TRANSMISSÃO, formado pelas empresas: Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE; Alcoa Alumínio S.A.; CPFL Geração Energia S.A.; Camargo Cimentos S.A. e DME Energética Ltda.	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.	SIM
LOTE D		155,0	0,10	CONSÓRCIO SA - VILA DO CONDE, formado pelas empresas: Schahin Engenharia Ltda. e Companhia Técnica de Engenharia Elétrica	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	SIM
LOTE E		181,0	11,99	CONSÓRCIO ELECINOR-ISOLUX, formado pelas empresas: Elecnor S.A.. e Isolux Wat S.A.	Furnas Centrais Elétricas S.A.	NÃO
LOTE F		464,0	15,09	CONSÓRCIO S.A. - C4, formado pelas empresas: Schahin Engenharia Ltda. e Companhia Técnica de Engenharia Elétrica	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE e EATE.	NÃO
LOTE G		212,0	11,68	CONSÓRCIO INTER EXPANSION, formado pelas empresas: Cobra Instalaciones y Servicios S.A., Elecnor S.A., Isolux Wat S.A.. e Instalaciones Inabensa S.A.	Furnas Centrais Elétricas S.A.	NÃO
LOTE H		135,0	0,01	Hotline Construções Elétricas Ltda.	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	NÃO
		0,0	1.850,4	9,82		

Leilão N° 001/2003

LOTE A	1.500,0	365,0	36,07	Abengoa S.A.	Furnas Centrais Elétricas S.A., Companhia de Transmissão de Energia Eletrica Paulista CTEEP e ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	NÃO
LOTE B		376,0	49,01	Consórcio Paraná, formado pelas empresas: Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. – ELETROSUL; Santa Rita Comércio e Engenharia Ltda. e Control y Montajes Industriales Cymi S.A.	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A. e Companhia Paranaense de Energia S.A. - COPEL	NÃO

LOTE C		541,0	39,25	Consórcio AC Transmissão, formado pelas empresas: Companhia Técnica de Engenharia Elétrica – ALUSA e Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	SIM
LOTE D		106,0	36,00	Consórcio Alhambra, formado pelas empresas: Control y Montajes Industriales Cymi S.A e Fluxo Engenharia Ltda.	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF e TSN	NÃO
LOTE E		39,0	22,50	Consórcio Lumitrans, formado pelas empresas: Luminar Montagens Elétricas Ltda e Luminar Comércio e Indústria Ltda.	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	NÃO
LOTE F		205,0	38,85	Consórcio Amazônia/Eletronorte, formado pelas empresas: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – ELETRONORTE, Mastec Brasil S.A., Alubar Cabos S.A, Encomind Engenharia Comércio Indústria Ltda., Linear Participações e Incorporações Ltda. e Bimetal Indústria e Comércio de Produtos Metalúrgicos Ltda.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	SIM
LOTE G		139,0	34,00	Consórcio Transleste, formado pelas empresas: FURNAS Elétricas S.A., Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, Companhia Técnica de Engenharia Elétrica – ALUSA e Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda.	Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	SIM
	1.500,0	1.771,0	39,24			

Leilão N° 001/2004

LOTE A	1.150,0	817,0	40,00	Elecnor S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE e Furnas Centrais Elétricas S.A..	NÃO
LOTE B		122,1	27,50	Consórcio Uirapuru, formado pelas empresas: Control Y Montajes Industriales Cymi S.A., COPEL PARTICIPAÇÕES S.A., ELETROSUL - Centrais Elétricas S.A. e Santa Rita Comércio e Engenharia LTDA.	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	NÃO
LOTE C	150,0	115,0	0,59	Consórcio Gralha Azul Empreendimento não contratado, Leiloado no LOTE J - LEILÃO 001/2009		NÃO
LOTE D		328,2	36,12	Isolux Wat S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO

LOTE E		75,0	11,71	CONSÓRCIO CENTRO OESTE DE MINAS, formado pelas empresas:FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.e Companhia Energética de MinasGerais – CEMIG	Furnas Centrais Elétricas S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	SIM
LOTE F		140,0	23,04	CONSÓRCIO SUDESTE DE MINAS, formado pelas empresas:FURNAS Centrais Elétricas S.A., Orteng Equipamentos e Sistemas LTDA., Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e Companhia Técnica de Engenharia Elétrica;	Furnas Centrais Elétricas S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	NÃO
LOTE G		92,0	18,00	Furnas Centrais Elétricas	Furnas Centrais Elétricas S.A.	NÃO
LOTE H	100,0	220,0	53,70	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF e COELCE	SIM
LOTE I		110,0	52,81	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	SIM
LOTE J	1.200,0	506,1	24,00	Isolux Wat S.A.	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A., CESP e ENERSUL	SIM
LOTE K		359,0	40,75	CONSÓRCIO CABURÉ, formado pelas empresas: Schahin Engenharia Ltda., ENGEVIX ENGENHARIA S.A. e ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	SIM
	2.600,0	2.884,4	34,80			

Leilão N° 002/2004

LOTE A		942,0	47,50	Abengoa S.A.	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO
LOTE B	300,0	61,0	11,00	CONSÓRCIO TRANSLESTE 2, formado pelas empresas: Cia Técnica de Engenharia Elétrica, Furnas Centrais Elétricas S.A., Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda	Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	NÃO
	300,0	1.003,0	45,55			

Leilão N° 001/2005

LOTE A	900,0	453,8	49,70	ABENGOA S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	SIM
LOTE B		695,0	42,00	Consórcio INTEGRAÇÃO, formado pelas empresas: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE (37% - líder), Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF (12%), ENGEVIX Engenharia S.A. (3%) e FUNDO DE INVESTIMENTO em Participações Brasil Energia (48%);	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE e Furnas Centrais Elétricas S.A..	NÃO

LOTE C	600,0	681,0	42,60	ISOLUX WAT S.A.	Furnas Centrais Elétricas S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	SIM
LOTE D	1.800,0	708,0	46,04	Consórcio CABURÉ, formado pelas empresas: ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. (49% - líder), SCHAHIN Engenharia S.A. (41%) e ENGEVIX Engenharia S.A. (10%)	Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	NÃO
LOTE E		273,0	35,21	Consórcio CABURÉ, formado pelas empresas: ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. (49% - líder), SCHAHIN Engenharia S.A. (41%) e ENGEVIX Engenharia S.A. (10%)	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT	NÃO
LOTE F	750,0	195,0	41,44	ALUSA Engenharia Ltda.	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	SIM
LOTE G		50,0	0,50	Furnas Centrais Elétricas	Furnas Centrais Elétricas S.A. e Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista CTEEP	NÃO
	4.050,0	3.055,8	43,32			

Leilão N° 003/2006

LOTE A		246,0	59,45	ISOLUX INGENIERIA, S.A.	Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT e SERRA DA MESA	SIM
	1.650,0	-				
LOTE B	1.275,0	37,0	42,35	ABENGOA S.A.	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	NÃO
		48,0				
LOTE C	672,0	88,0	42,18	ABENGOA S.A.	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista CTEEP	NÃO
		44,0				
	300,0	-				
LOTE D	410,0	105,0	58,75	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	COELBA/TSN	NÃO
LOTE E		63,0	24,11	ABENGOA S.A.	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	SIM
		68,0				
	300,0	-				
LOTE F		180,0	55,00	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	SIM
		135,0				
	4.607,0	1.014,0	49,37			

Leilão N° 005/2006

LOTE A		354,0	51,01	ELEC NOR S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	SIM
		160,0				
		118,0				
		164,0				
		153,0				
LOTE B	2.400,0	-	58,22	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS, S.A.	Furnas Centrais Elétricas S.A. e Cemig Geração, Companhia de Transmissão de Energia Eletrica Paulista CTEEP e Transmissão S.A. – Cemig - GT	NÃO
		171,0				
		137,0				
LOTE C		412,0	51,85	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS, S.A.	Furnas Centrais Elétricas S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	NÃO
LOTE D		172,0	40,00	INTERCONEXION ELECTRICA S.A.	Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	NÃO
LOTE E		198,0	57,06	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF e ITAPEBI	SIM
LOTE F		107,0	35,28	COMPANHIA TÉCNICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA	ESCELSA	SIM
LOTE G	150,0	115,0	33,62	ABENGOA S.A.	Companhia Paranaense de Energia S.A. - COPEL	SIM
	2.550,0	2.261,0	51,13			

Leilão N° 004/2007

LOTE A		367,0	56,60	COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA – CTEEP	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF e ATE II Transmissora de Energia S.A..	NÃO
		353,0				
LOTE B		400,0	56,86	CYMI HOLDING S.A.	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	SIM
LOTE C		129,0	53,50	CONSÓRCIO JAURU, formado pelas empresas: CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A. – ELETRONORTE (45% - LÍDER); BIMETAL INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PRODUTOS METALÚRGICOS LTDA. (20%); TERNA PARTICIPAÇÕES S.A.(35%)	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	SIM
	300,0	-				
		273,0				
	100,0	-				
LOTE D		233,0	48,00	ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	NÃO
LOTE E		110,0	40,00	COMPANHIA HIDRELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	NÃO
	100,0	-				
LOTE F		29,0	52,85	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	Companhia Paranaense de Energia S.A. - COPEL	NÃO
LOTE G		36,0	51,00	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A. – ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	SIM
	150,0	-				
	650,0	1.930,0	54,84			

Leilão N° 004/2008

LOTE A	900,0	527,0	24,59	ISOLUX INGENIERIA S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO
LOTE B	800,0	713,0	16,90	ISOLUX INGENIERIA S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	SIM
LOTE C	1.950,0	586,0	7,00	CONSÓRCIO AMAZONAS (CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A. - ELETRONORTE - 30% - LÍDER, COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF - 19,5%, ABENGOA CONCESSÕES BRASIL HOLDING S.A. - 30%, FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES BRASIL ENERGIA - 20,5%)	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO
LOTE D	400,0	222,0	29,48	CONSÓRCIO TBE CENTRO-OESTE (EMPRESA AMAZONENSE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. - 51% - LÍDER, CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - 49%)	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	SIM
		106,0				
		215,0				
		232,0			JURUENA	
LOTE E	1.273,0	1,5	32,85	CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	Companhia de Transmissão de Energia Eletrica Paulista CTEEP	NÃO
LOTE F	450,0	23,0	0,39	CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT	SIM
LOTE G	100,0	152,0	38,33	COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF	COELBA/CHESF	SIM
LOTE H	1.200,0	0,5	51,27	CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	Companhia de Transmissão de Energia Eletrica Paulista CTEEP	SIM
		0,5				
		2,0				
LOTE I	600,0	150,0	0,50	CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	SIM
LOTE J	800,0	23,0	28,51	ELECNOR TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	Furnas Centrais Elétricas S.A.	SIM
LOTE K	400,0	4,0	27,83	CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	Furnas Centrais Elétricas S.A.	SIM
LOTE L	675,0	72,0	45,00	ELECNOR TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT e TRIUNFO	NÃO
	9.548,0	3.029,5	48,15			

Leilão N° 006/2008

LOTE A	550,0	95,0	30,00	ELETRONORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE e EATE II	NÃO
LOTE B	450,0	*****	20,00	ELETRONORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	SIM
LOTE C		180,0	38,70	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	NÃO
LOTE D		81,0	*****	OBS: LT Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4 - Leilado no LOTE A do LEILÃO 001/2009. LT Monte Claro - Garibaldi - Leilado no LOTE C do LEILÃO 001/2010	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT	NÃO
LOTE E	242,6	*****	60,00	NEOENERGIA S.A.	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	SIM
LOTE F		*****	0,60	ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT	NÃO
LOTE G		*****	43,00	CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	SIM
	1.242,6	356,0	46,29			

Leilão N° 007/2008

LOTE A		17,3	0,00	CONSÓRCIO INTEGRAÇÃO NORTE BRASIL - ELETRONORTE 24,50% (LÍDER); ELETROSUL 24,50%; ABENGOA BRASIL 25,50%; ANDRADE GUTIERREZ PAR 25,50%	CEMIG/CHESF/CEPEL/CTEEP/ELB/ELN/EPE/FURNAS/ITE	NÃO
LOTE B		606,0	15,01	CYMI HOLDING S.A.		
LOTE C		*****	10,00	CONSÓRCIO INTEGRAÇÃO NORTE BRASIL - ELETRONORTE 24,50% (LÍDER); ELETROSUL 24,50%; ABENGOA BRASIL 25,50%; ANDRADE GUTIERREZ PAR 25,50%		
LOTE D		2.375,0	0,21	CONSÓRCIO MADEIRA TRANSMISSÃO - CTEEP 51% (LÍDER); FURNAS 24,5%; CHESF 24,5%		
LOTE E	3.750,0	30,0	29,50	CYMI HOLDING S.A.		
LOTE F		*****	10,00	CONSÓRCIO MADEIRA TRANSMISSÃO - CTEEP 51% (LÍDER); FURNAS 24,5%; CHESF 24,5%		

LOTE G		2.375,0	6,00	CONSÓRCIO INTEGRAÇÃO NORTE BRASIL - ELETRONORTE 24,50% (LÍDER); ELETROSUL 24,50%; ABENGOA BRASIL 25,50%; ANDRADE GUTIERREZ PAR 25,50%		
		3.750,0	5.403,3	7,15		

Leilão Nº 008/2008

LOTE A	2.125,0	248,0	18,01	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A.	COGEN	NÃO
		75,0				
		224,0				
LOTE B	975,0	446,0	10,00	ELEC NOR TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	LETROSUL Centrais Elétricas S.A., COGEN e P.PRIMAVERA	NÃO
		22,0				
		150,0				
LOTE C	825,0	238,0	19,15	CONSÓRCIO TRANSENERGIA RENOVÁVEL FURNAS 49% (Líder): DELTA 25,50%; FUAD RASSI 25,50%	COGEN/COQUEIROS	NÃO
		125,0				
		272,0				
		3.925,0	1.800,0	16,15		

Leilão nº 001/2009

LOTE A		11	47,20	CONSÓRCIO CEEE-GT/PROCABLE: Procable 80%; CEEE-GT 20%	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT	NÃO
LOTE B	165	74,3	0,06	CME - Construção e Manutenção Electromecânica S.A. (OBS: Empreendimento não contratado, LT Monte Claro - Garibaldi - Leilado no LOTE C do LEILÃO 001/2010. SE Caxias 6 Leilado no LOTE B do LEILÃO 001/2010.)	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT	NÃO
LOTE C		987	15,34	CONSÓRCIO PORTO VELHO - JAURU - ELETRONORTE (49%); ABENGOA (25,5%); CTEEP (25,5%)	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO
LOTE D		487	12,28	CONSÓRCIO PORTO VELHO - RIO BRANCO - ELETRONORTE (49%); ABENGOA (25,5%); CTEEP (25,5%)	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO
LOTE E	1000	348	30,03	CONSÓRCIO JAURU - CUIABÁ - ELETRONORTE (49%); ALUPAR INVESTIMENTO S.A. (31%); BIMETAL (15%); CTEEP (5%)	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO
LOTE F	500	116,3	23,00	COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	SIM
LOTE G	800	1	21,32	CONSÓRCIO TRANSENERGIA - J. MALUCELLI CONSTRUTORA DE OBRAS S.A. (25,5%); FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. (49%); DELTA CONSTRUÇÕES S.A. (25,5%)	Furnas Centrais Elétricas S.A.	NÃO
LOTE H	375	2	23,10	EMPRESA PARAENSE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. - ETEP	Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	NÃO

LOTE I	1600	10,9	11,03	CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	Companhia de Transmissão de Energia Eletrica Paulista CTEEP	NÃO
LOTE J		115	40,50	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	Furnas Centrais Elétricas S.A. e Companhia Paranaense de Energia S.A. - COPEL	SIM
LOTE K		188	17,00	CONSÓRCIO TRANSENERGIA - J. MALUCELLI CONSTRUTORA DE OBRAS S.A. (25,5%); FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. (49%); DELTA CONSTRUÇÕES S.A. (25,5%)	Furnas Centrais Elétricas S.A.	NÃO
LOTE L		152	5,00	COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF e COELBA	NÃO
	4.440,00	2.492,50	20,31			

Leilão nº 005/2009

LOTE A	400	259	32,45	Consórcio Goiás Transmissão – J. Malucelli Construtora de Obras S.A. (31%), Furnas Centrais Elétricas S.A. (49%) e Engevix Engenharia S.A. (20%)	ITUMBIARA	NÃO
LOTE B	710	162	26,20	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A.	PARACATU, Furnas Centrais Elétricas S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	NÃO
LOTE C	1650	36	31,00	Consórcio Nordeste – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (49%) e ATP Engenharia Ltda. (51%)	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE, STN e Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	NÃO
LOTE D	0	235	12,03	Consórcio Alupar Bimetal – Alupar Investimento S.A. (60%) e Bimetal Indústria Metalúrgica Ltda. (40%)	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO
LOTE E	150	99	32,00	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	Furnas Centrais Elétricas S.A. e EVERECY	NÃO
LOTE F	2400	*****	31,00	CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	SIM
LOTE G	900	258	28,03	Consórcio MGE Transmissão – J. Malucelli Construtora de Obras S.A. (20%), Furnas Centrais Elétricas S.A. (49%) e Engevix Engenharia S.A. (31%)	Furnas Centrais Elétricas S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	NÃO
LOTE H	0	30	0,01	ELETRONORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO
	6.210,00	1.079,00	28,43			

Leilão nº 001/2010

LOTE A		356	35,91	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	Companhia de Transmissão de Energia Eletrica Paulista CTEEP e ARARAQUARA	NÃO
LOTE B		4	39,00	EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO RIO GRANDE DO SUL S/A - RS ENERGIA	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	NÃO
LOTE C		33	0,96	EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO RIO GRANDE DO SUL S/A - RS ENERGIA	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT	NÃO
LOTE D	350	79	16,84	CONSÓRCIO ATLÂNTICO - (ARM TELECOMUNICAÇÕES 40%; ARM ENERGIA 20% E CME - CONSTRUÇÃO 40%)	CELPA	NÃO
LOTE E	100	240	33,95	ELECNOR TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE e CEMAR.	NÃO
LOTE F	150	2	13,22	ALUPAR INVESTIMENTO S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE e CEMAR.	SIM
LOTE G	100	92	17,00	CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	SIM
LOTE H	100	*****	51,00	CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	SIM
LOTE I	300	2	38,14	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	Companhia de Transmissão de Energia Eletrica Paulista CTEEP	NÃO
	1.100,00	808,00	31,57			

Leilão nº 006/2010

LOTE A	360	269	52,60	CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, CPFL e DESA	NÃO
LOTE B	300	115	59,21	CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	RENOVA/TSN	NÃO
LOTE C	200	97	33,70	CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	IMPSA	NÃO
	860,00	481,00	50,90			

Leilão nº 008/2010

LOTE A		104	46,11	CONSÓRCIO PROCABLE/CEEE-GT/INSIGMA: Procable Energia e Telecomunicações S.A. (40%); Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Eletrica - CEEE-GT (20%); e Zhejiang Insigma United Engineering CO, LTD. (40%)	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT	NÃO
LOTE B	100		39,94	EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO RIO GRANDE DO SUL S.A.	Foz do Chapecó Energia S.A - FCE	NÃO
LOTE C	150		20,00	CONSÓRCIO CALDAS NOVAS: Furnas Centrais Elétricas S.A. (49,90%); Desenvix Energias Renováveis S.A. (25,05%); Santa Rita Com. e Instalações Ltda. (12,525%); e CEL Engenharia Ltda. (12,525%)	Furnas Centrais Elétricas S.A.	NÃO

LOTE D				****	Companhia Paranaense de Energia S.A. - COPEL	NÃO
LOTE E				****	Furnas Centrais Elétricas S.A.	NÃO
LOTE F	25		35,03	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE.	NÃO
LOTE G	200	590	49,98	ELECNOR TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Vale S.A.	NÃO
LOTE H	125		45,08	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A.	Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig - GT	NÃO
LOTE I		108	11,85	ABENGOA CONCESSÕES BRASIL HOLDING S.A.	ATE III Transmissora de Energia S.A. e Centrais Elétricas do Pará S.A	NÃO
	325,00	698,00				

53.381,6	38.059,9
-----------------	-----------------

OBRAS EM OPERAÇÃO COMERCIAL OU COM OPERAÇÃO COMERCIAL PREVISTA PARA INÍCIO ATÉ JUNHO DE 2011

ANEXO III
RESUMO DOS LANCES DOS LEILÕES REALIZADOS ENTRE 2003 E
2011

RESUMO DOS LANCES DOS LEILÕES REALIZADOS ENTRE 2003 E 2010 (EM ORDEM NE QUANTIDADE DE LANCES)

NÚMERO DE LANCES ENVELOPE	NÚMERO DE LANCES VIVA - VOZ	MAIOR DIFERENÇA DE DESÁGIOS EM ENVELOPE (%)	MAIOR DIFERENÇA DE DESÁGIOS EM VIVA VOZ(%)	LANÇAMENTO VENCEDOR	A PREÇOS DE JUN/2010		
					VALOR ABSOLUTO DA MAIOR DIFERENÇA DE DESÁGIOS EM ENVELOPE	VALOR ABSOLUTO DA MAIOR DIFERENÇA DE DESÁGIOS EM VIVA VOZ	VALOR ABSOLUTO DOS DESÁGIOS
1	0			11,71			11.031.040,42
1	0			0,50			304.643,84
1	0			0,50			569.424,38
1	0			0,59			135.868,85
1	0			0,00			0,00
1	0			10,00			2.998.310,09
1	0			6,00			1.547.933,76
1	0			23,00			31.040.362,41
1	0			5,00			982.384,57
1	0			0,01			4.715,40
1	0			0,96			105.608,93
2	0	23,04		23,04	3.684.188,13		3.684.188,13
2	0	3,96		11,00	346.204,99		961.680,53
2	0	36,23		52,84	1.775.103,53		2.588.917,22
2	0	45,00		51,00	26.883.113,14		30.467.528,22
2	45	1,80	4,49	24,59	969.264,14	2.417.775,55	13.241.225,11
2	0	4,40		16,90	6.298.583,08		24.192.285,02
2	0	4,98		7,00	683.371,64		960.562,54
2	16	1,00	3,10	38,32	678.530,45	2.103.444,40	26.001.286,90
2	0	18,99		30,00	15.560.525,32		24.582.188,50
2	20	0,10	0,11	0,21	83.885,29	92.273,82	176.159,11
2	0	29,40		29,50	20.349.142,53		20.418.357,30
2	0	9,82		9,99	2.585.773,55		2.630.537,45
2	0	5,86		19,14	1.307.614,47		4.270.945,54
2	41	2,19	7,94	15,34	262.798,80	952.795,66	1.840.791,61
2	40	0,21	7,01	12,28	42.944,26	1.433.520,18	2.511.216,51
2	0	11,81		17,00	1.631.004,41		2.347.762,49
2	0	16,48		30,99	1.940.782,06		3.649.565,30
2	0	7,03		12,03	412.678,66		706.191,23
2	0	15,00		32,00	1.924.371,82		4.105.326,56
2	0	28,99		31,00	2.320.774,18		2.481.683,33
2	0	8,30		17,00	3.240.687,18		6.637.552,05
2	0	4,86		20,00	1.372.639,93		5.648.723,99
3	0	18,44		22,50	833.883,93		1.017.483,10
3	0	53,70		53,70	3.074.793,58		3.074.793,58
3	0	52,81		52,81	3.679.527,69		3.679.527,69
3	0	9,24		24,11	3.079.378,00		8.035.043,67
3	0	33,99		39,99	5.384.694,79		6.335.214,61
3	0	14,68		27,82	2.526.640,99		4.788.225,64
3	0	9,00		15,00	398.851,43		664.752,39
3	0	7,86		30,02	255.219,74		974.770,55
3	13	14,32	1,15	21,31	109.662,25	8.806,68	163.191,53
3	0	10,92		11,02	266.843,90		269.287,53
3	0	45,00		51,00	37.008.636,47		41.943.121,33
3	0	32,12		39,90	25.555.557,63		31.745.540,15
3	0	30,98		35,03	34.842.493,60		39.397.435,47
3	0	11,84		11,85	3.400.876,19		3.403.748,55
4	0	36,07		36,07	2.436.887,38		2.436.887,38
4	0	31,85		32,85	1.295.557,58		1.336.234,43
4	0	0,39		0,39	12.769,68		12.769,68
4	0	16,01		20,00	1.829.136,03		2.284.991,92
4	0	18,00		18,00	1.318.178,89		1.318.178,89
4	0	10,00		10,00	824.410,18		824.410,18
4	0	35,72		47,20	1.036.877,33		1.370.117,86
4	0	34,49		40,50	1.733.617,35		2.035.706,07

NÚMERO DE LANCES ENVELOPE	NÚMERO DE LANCES VIVA - VOZ	MAIOR DIFERENÇA DE DESÁGIOS EM ENVELOPE (%)	MAIOR DIFERENÇA DE DESÁGIOS EM VIVA VOZ(%)	LANCE VENCEDOR	VALOR ABSOLUTO DA MAIOR DIFERENÇA DE DESÁGIOS EM ENVELOPE	VALOR ABSOLUTO DA MAIOR DIFERENÇA DE DESÁGIOS EM VIVA VOZ	VALOR ABSOLUTO DOS DESÁGIOS
4	0	16,83		16,83	1.103.063,44		1.103.063,44
4	0	30,82		33,70	3.071.314,62		3.358.316,12
5	0	22,16		49,01	1.646.038,51		3.640.448,90
5	0	19,57		40,00	882.222,28		1.803.213,65
5	0	34,12		36,12	1.401.920,94		1.484.096,84
5	0	22,00		24,00	2.043.352,27		2.229.111,57
5	0	22,50		47,50	10.896.999,83		23.004.777,41
5	0	23,15		42,35	8.880.805,44		16.246.311,46
5	0	30,00		60,00	52.218.524,46		104.437.048,92
5	0	17,10		23,10	32.616.304,10		44.060.621,33
5	0	41,11		46,11	6.879.509,54		7.716.229,26
6	0	31,00		34,00	56.580.960,62		62.056.537,45
6	0	27,50		27,50	51.760.586,70		51.760.586,70
6	0	32,75		40,75	17.207.291,45		21.410.599,29
6	68	30,15	3,95	42,18	11.344.261,88	1.486.230,00	15.870.678,81
6	52	14,00	8,34	28,50	5.227.079,46	3.113.845,90	10.640.840,32
6	0	38,69		38,70	4.047.627,29		4.048.673,46
6	0	43,00		43,00	19.404.493,90		19.404.493,90
6	4	17,99	0,34	32,44	4.640.331,92	87.699,44	8.367.557,95
6	0	14,06		26,19	5.844.786,26		10.887.265,44
6	0	16,62		28,02	2.793.411,36		4.709.469,69
6	14	6,99	2,08	13,22	767.651,19	228.428,39	1.451.838,16
6	0	52,60		52,60	4.627.948,07		4.627.948,07
6	0	41,11		55,00	10.650.085,66		14.248.472,66
6	14	42,08	2,08	13,22	5.469.302,78	270.345,76	1.718.255,29
7	47	29,48	1,76	39,25	2.845.110,89	169.857,37	3.788.012,29
7	56	36,00	4,43	59,45	1.852.763,66	227.992,86	3.059.633,31
7	32	44,70	2,63	58,75	15.086.250,00	887.625,00	19.828.125,00
7	30	25,59	2,47	33,62	7.534.636,50	727.258,78	9.898.963,63
7	0	28,84		33,94	8.895.547,79		10.468.616,22
8	0	36,00		36,00	3.581.669,50		3.581.669,50
8	0	34,70		49,70	2.793.760,65		4.001.438,17
8	0	40,00		42,00	4.201.609,58		4.411.690,06
8	0	30,18		42,60	6.943.545,19		9.801.028,01
8	0	40,06		46,04	1.383.672,40		1.590.221,60
8	12	28,64	2,14	35,21	8.945.177,02	668.389,62	10.997.195,64
8	0	39,44		41,44	5.382.301,86		5.655.238,06
8	0	48,00		55,00	1.087.598,40		1.246.206,50
8	0	52,06		57,06	4.019.261,06		4.405.283,06
8	0	55,64		56,86	6.823.099,82		6.972.707,68
8	9	43,11	1,25	53,50	1.470.512,28	42.638,38	1.824.922,45
8	14	27,50	1,84	29,47	1.762.153,25	117.904,07	1.888.387,50
8	0	50,28		51,27	993.045,08		1.012.597,88
8	0	38,14		38,14	2.006.736,10		2.006.736,10
8	0	34,42		49,98	7.494.858,70		10.883.005,17
9	0	32,85		38,85	3.372.904,61		3.988.960,24
9	91	32,84	1,86	58,22	2.336.226,20	132.319,75	4.141.750,60
9	4	54,78	0,45	56,60	19.895.895,49	163.438,35	20.556.912,83
9	0	42,50		48,00	1.289.269,73		1.456.116,41
9	0	45,00		45,00	1.795.142,09		1.795.142,09
9	0	35,91		35,91	1.038.207,85		1.038.207,85
9	0	28,99		38,99	9.442.855,86		12.700.136,25
10	34	40,34	0,50	51,01	2.788.842,23	34.566,71	3.526.495,84
10	18	29,74	3,00	35,28	1.619.342,93	163.349,99	1.920.995,92

LOTES COM REFORÇOS INDICADOS NOS PLANOS E PROGRAMAS