

**A EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO:
Necessidade de Financiamento e as Restrições
da Resolução 2.827 - BACEN**

Elaborado por:

Joicymar Oliveira Lopes Vieira

**Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA em Setor Elétrico**

Professores

Orientador e Coorientador:

Diogo Mac Cord de Faria e Maria João C. Pereira Rolim

**Curitiba
Maio/2016**

JOICYMAR OLIVEIRA LOPES VIEIRA

**A EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO:
Necessidade de Financiamento e as Restrições da Resolução 2.827 - BACEN**

Nome do Coordenador Acadêmico

Nome do Professor Orientador do TCC

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista no Setor Elétrico MBA-SE.

Curitiba – PR
2016

O Trabalho de Conclusão de Curso

A EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO: Necessidade de Financiamento e as Restrições da Resolução 2.827 - BACEN

Elaborado por Joicymar Oliveira Lopes Vieira e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do **MBA Setor Elétrico** Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho

Professor Orientador
Prof. Diogo Mac Cord de Faria

Professora Coorientadora
Profa. Maria João C. Pereira Rolim

Ao meu esposo Edson Roberto, que ao longo de quase duas décadas tem compartilhado comigo tanto de grandes momentos quanto da singeleza dos desafios diários. Aos meus filhos, Felipe e Gustavo, pela alegria e encanto, e à minha mãe que sempre esteve ao meu lado.

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço à Deus pela vida, saúde, energia e bênçãos.

Agradeço especialmente à CELG Geração e Transmissão – CELG GT, nas pessoas do Dr. Fernando, Dr. Bráulio, Dr. Augusto e Dr. Asley que além de me incentivar, acreditaram neste projeto de MBA – Setor Elétrico.

Minha gratidão também aos colegas de turma, que em conjunto com os professores, enriqueceram sobremaneira as discussões de um assunto tão importante para a economia do país e a sociedade como um todo.

Em especial aos Professores Diogo Mac Cord de Faria e Maria João Rolim que prontamente se dispuseram a me orientar neste trabalho.

De forma carinhosa ao meu pai, Jerônimo e aos meus irmãos, Anderson e Alexson, que mesmo à distância, estão sempre na torcida.

TERMO DE COMPROMISSO

A aluna Joicymar Oliveira Lopes Vieira, abaixo-assinado, do Curso MBA em Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências do Instituto Superior de Administração e Economia, ISAE/FGV, no período de novembro de 2013 a junho de 2016, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: A EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO: Necessidade de Financiamento e as Restrições da Resolução 2.827 - BACEN, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, _____ de março de 2016.

Joicymar Oliveira Lopes Vieira

Sumário

1	INTRODUÇÃO	11
2	A HISTÓRIA DO SETOR DE TRANSMISSÃO NO BRASIL E SEU FINANCIAMENTO	14
2.1	A História da Transmissão, seu Financiamento e a Importância das Estatais até final da Década de 90.....	17
2.2	A Expansão da Transmissão Após a Instituição de Competição Através dos Leilões	33
2.3	Projeções da Expansão da Transmissão sob a Ótica do PDE - 2024	43
3	FONTES DE FINANCIAMENTOS DISPONÍVEIS PARA O SETOR DE TRANSMISSÃO	52
3.1	Participação do BNDES nos Projetos de Transmissão.....	53
3.2	Outros Instrumentos para Captação de Recursos	62
4	CONTINGENCIAMENTO DE CRÉDITO – RESOLUÇÃO 2.827 - BACEN	67
4.1	O Contexto da Edição da Resolução 2.827/2001 – Bacen e suas especificidades.....	68
4.2	Impactos do Contingenciamento de Crédito e a Competitividade das Estatais Estaduais nos Leilões e a Importância da Excepcionalidade do Contingenciamento de Crédito para as mesmas na Expansão do Sistema de Transmissão.....	76
5	CONCLUSÃO	Erro! Indicador não definido.
	Bibliografia.....	Erro! Indicador não definido.
	APÊNDICE.....	Erro! Indicador não definido.
	<u>1</u> – Participação das Empresas Tradicionais nos Leilões de Transmissão – 2000 a 2015 ..	Erro! Indicador não definido.
	<u>2</u> – Participações de agentes da Cadeia Produtiva nos Leilões 2000 a 2015	Erro! Indicador não definido.
	<u>3</u> – Alterações Societárias nos Contratos de Concessões - Leilões 2000-2015.	Erro! Indicador não definido.

Lista Gráficos

Gráfico 1: Geração x Consumo por Região Brasileira (2010-2014)	15
Gráfico 2: Evolução do Consumo de Energia Elétrica (1952-1999)	31
Gráfico 3: Evolução do Capital Fixo Investido pelas Empresas Estatais de Energia (1948-1999)	32
Gráfico 4: Leilões de Transmissão de 2000 a 2015.....	37
Gráfico 5: Crescimento da Capacidade Instalada por Região – PDE-2024.....	48
Gráfico 6: Agentes Repassadores das Operações Indiretas BNDES (2002-2015)	55
Gráfico 7: Valores Contratados BNDES x Taxa Média Anual Acrescida á TJLP ou U\$/Cesta	56
Gráfico 8: Quantidade de Concessões Financiadas pelo BNDES x Lotes Arrematados	57
Gráfico 9: Comparativo da Participação BNDES Contratos Financiados e Total dos Investimentos Lotes Arrematados	58
Gráfico 10: Prazo de Contratação BNDES x Prazo para Início de Operação, conforme Contrato de Concessão	59
Gráfico 11: Comparativo das Movimentações de Títulos no Mercado de Capitais (1995-2015).....	66
Gráfico 12: Participação das Estatais (em parceria ou não) nos Leilões de Transmissão no período de 2000 a 2015.....	77

Lista Tabelas

Tabela 1: Contratos de Concessões de Transmissão Vigentes no Final da Década de 90.....	29
Tabela 2: Lotes Arrematados pela State Grid (em sociedade ou não) nos Leilões de Transmissão	39
Tabela 3: Lotes Arrematados pela Abengoa (em sociedade ou não) nos Leilões de Transmissão	40
Tabela 4: Projeção por Região de Aumento de Carga de Demanda Instantânea MW – PDE 2024	45
Tabela 5: Previsão da Expansão Física do Sistema de Transmissão – PDE-2024	50
Tabela 6: Resumo dos Parâmetros das Operações Contratadas do BNDES – Setor de Transmissão (2002-2015)	55
Tabela 7: Operações Liberadas pelo BNDES às Concessionárias Tradicionais (existentes no final da década de 90 e ativas até 2015).....	61
Tabela 8: Operações de Crédito de Longo Prazo para Projetos de Transmissão Formalizadas no Âmbito da Lei 12.431/2011	64
Tabela 9: Operações Inconclusas com Portarias Emitidas para Formalização no Âmbito da Lei 12.431/2011 ..	65

Lista Figuras

Figura 1: Cronologia da Estatização do Setor Elétrico Brasileiro (1945-1978).....	20
Figura 2: Participação do BNDES na Instalação de Capacidade de Geração de Energia Elétrica (1952-1961) ..	20
Figura 3: Fontes de Financiamentos e Utilização de Recursos no Setor Elétrico (1970-1989).....	23
Figura 4: Variação da Inflação na Década de 70.....	23
Figura 5: Recorte Balanço Patrimonial – Eletrobrás 31.03.1999	25
Figura 6: Recorte Notas Explicativas – Demonstrações Financeiras 31.09.1999	26
Figura 7: Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	
Figura 8: Capacidade de Transformação e Extensão de Linhas de Transmissão Instalados no Final da Década de 90.....	30
Figura 9: Mapa do Brasil - Sistema de Transmissão (2001)	33
Figura 10: Evolução do Número de Contratos Geridos pelo ONS Conferido pelo “Novo Modelo do Setor Elétrico”	35
Figura 11: Impactos do “Novo Modelo do Setor Elétrico” no Sistema de Transmissão via crescimento de emissão de Avisos de Créditos e Débitos de 1999 a 2003.....	36
Figura 12: Projetos em Construção Decorrentes das Participações da Abengoa nos Leilões de Transmissão	41
Figura 13: Premissas de Crescimento de Nível de Atividade – PDE 2024	43
Figura 14: Projeções de Crescimento de Consumo de Energia Elétrica – PDE 2024	44
Figura 15: Principais Interligações Previstas no PDE-2024.....	46
Figura 16: Representação Esquemática das Interligações Existentes, Expansão já Licitada e Expansão Planejada – PDE-2024	47

Figura 17: Projeção de Expansão de Hidrelétricas PDE-2024 – Concentração na Região Norte	49
Figura 18: Projeções de Aumento de Capacidade Instalada de Energias Provenientes de Fontes Renováveis	Erro! Indicador não definido.
Figura 19: Diagrama do Sistema Interligado Nacional – PDE 2024.....	51
Figura 20: Painel de Indicadores da Economia Nacional (2000-2015).....	52
Figura 21: Incentivos Fiscais Operações de Longo Prazo - Lei 12.431/2011	63
Figura 22: Dívida Líquida do Setor Público Brasileiro e Dinâmica da Dívida Interna.....	68
Figura 23: Recorte da Resolução n. 3940/2010 – BACEN – Excepcionalização das Empresas do Grupo Eletrobrás para o Contingenciamento de Crédito.....	75

RESUMO

O objetivo do trabalho é identificar a possível razão para a falta de atuação mais efetiva por parte das empresas estatais estaduais, as quais demonstraram possuir *know how* e capacidade operativa, já que até o final da década de 90 foram responsáveis por toda a implantação, operação e manutenção dos ativos de transmissão no Brasil. Porém, após a alteração do modelo, em que a expansão da transmissão passou a ocorrer via Leilão, tais empresas perderam mercado, coincidentemente com a imposição do contingenciamento de crédito, via Resolução 2827/2001 - Bacen. A hipótese básica é de que tais empresas não atuam de forma mais intensa nos leilões de transmissão por conta da restrição de crédito imposta pelo contingenciamento estabelecido na Resolução 2827 do Banco Central, já que além da restrição de crédito propriamente dito, também sofrem restrições também em relação a cessão de garantias em operações financeiras. Em termos da metodologia utilizada, foi realizada uma pesquisa bibliográfica e documental, sendo levantada literatura especializada sobre o tema, bem como analisados editais e resultados de leilões de transmissão, além de levantamento de dados referentes às operações de créditos diretos e indiretos formalizados via BNDES e banco de dados da ANBIMA, relativo às operações incentivadas. No trabalho não foram tratados os investimentos previstos e realizados via Reforços (Resoluções Autorizativas emitidas pela ANEEL), bem como não se apurou as captações realizadas pelas transmissoras para a implantação deste tipo de ativo, em decorrência da falta de dados segregados por instrumento, como é o caso de leilão. Os resultados do trabalho sugerem que as empresas tradicionais não deixaram de participar dos Leilões nos últimos 15 anos, porém o fizeram, normalmente via em sociedade e, em muitos casos com participação minoritária. Portanto, se concedido tratamento isonômico às empresas estatais estaduais, ou seja, mesma condição de acesso a financiamentos, via mercado financeiro ou de capitais, elas certamente poderão voltar a desempenhar importante papel na transmissão, especialmente na fase crítica pela qual passa o setor, já que nos últimos três anos registrou-se 50% de lotes sem proponentes, já que de 94 lotes, apenas 47 foram arrematados. Caso persista tal insucesso nos leilões, poderemos vivenciar nova crise no setor elétrico, não por falta de geração de energia, mas por falta de transporte entre as plantas de geração e a carga.

PALAVRAS CHAVES: Expansão do Sistema de Transmissão, Contingenciamento de Crédito, Resolução 2.827/2001 – BACEN.

1 INTRODUÇÃO

O Sistema de Transmissão Brasileiro se desenvolveu juntamente com os segmentos de Geração e Distribuição, no bojo da configuração legal então existente, em que, constitucionalmente, os Estados, eram responsáveis por prover os serviços de energia elétrica, não obstante ter sido reservado à União a prerrogativa e responsabilidade da autorização e concessão.

Até o final da década de 90, a expansão e sedimentação do setor de transmissão ocorria na esteira das demandas regionais então existentes e as interligações, linhas com extensão além das fronteiras dos estados, normalmente eram implantadas, operadas e mantidas por empresas do grupo Eletrobrás.

A Eletrobrás atuou de forma efetiva nos segmentos de geração e transmissão, a partir da sua fundação, início da década de 60, bem como desempenhou um papel ativo no financiamento do setor elétrico, através da gestão de encargos setoriais, empréstimos compulsórios ou canalização recursos externos para a execução de obras estruturais, assumindo parte da função então desempenhada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento – BNDE, no que tange ao financiamento do setor elétrico, cujo volume de crédito concedido na década de 50 foi bastante relevante. Ademais, até o final da década de 90 a Eletrobrás acumulou também a responsabilidade pelo Planejamento do Setor Elétrico.

A partir da década de 90, com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e institucionalização do setor, tendo-se a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, do Operador Nacional do Sistema – ONS, dentre outros, passou-se ao “Novo Modelo”, que visava promover a concorrência entre agentes, com vistas a redução de preço, na expansão dos Segmentos de Geração e Transmissão.

Em 2012 foi publicada a Medida Provisória 579/2012 e demais instrumentos dela decorrentes, que consistiram na antecipação da renovação das concessões de geração e transmissão, com reduções expressivas de tarifas. No caso da transmissão, tais reduções foram da ordem de 60%, via exclusão da remuneração de capital, que então seria indenizado à parte, configurando uma nova onda de mudanças no Setor Elétrico.

Tal indenização seria dividida em duas partes. Uma já conhecida até a formalização do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, relativa aos ativos implantados após maio/2000 (Novas Instalações - RBNI), porém não depreciados e/ou não amortizados até dezembro/2012. A outra, relativa aos ativos anteriores maio/2000, conhecido como Sistema Existente - RBSE, e respectivas melhorias, cujo valor a ser indenizado seria conhecido somente após abertura de Audiência Pública para definição de Critérios, bem como contratação de Avaliadoras Credenciadas junto à ANEEL para emissão de Laudo de Avaliação.

Fato é que, além de as transmissoras terem perdido receita desde janeiro/2013, ainda não se sabe nem mesmo a forma como as mesmas receberão as indenizações de RBSE. Isso pressiona, sobremaneira, seus caixas, impactando não somente na gestão para o cumprimento das responsabilidades de operação e manutenção dos ativos existentes, como também nos investimentos a serem realizados, tanto para atender Resoluções Autorizativas (para a implantação de reforços), quanto para se apresentarem nos Leilões.

O impacto da instabilidade provocada nos contratos de concessões de transmissão das concessionárias “renovadas” não ficou restrito a si, já que se verificou uma redução drástica de sucesso nos leilões, haja vista o entendimento de quebra de contrato, tanto por parte dos potenciais investidores, como pelos potenciais agentes financiadores.

O insucesso nos Leilões de Transmissão se deve a diversos fatores, dentre eles licenciamento ambiental, negociações fundiárias e também enrijecimento da oferta de crédito para empreendimentos de transmissão. Este último aspecto foi influenciado em grande parte pela instabilidade vivida pelo setor elétrico e também pelo ambiente político e econômico pelo qual passa o país, em que pesem a recessão econômica, as altas taxas de inflação, a depreciação cambial, o aumento da taxa de juros básica - SELIC, o rebaixamento de *rating*, a elevação do Risco País e o aumento da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, utilizada principalmente pelo BNDES em suas operações.

Tudo isso, aliado a sucessivos déficits fiscais, alteraram a política da União em termos de subsídio da TJLP, o que provocou dois movimentos principais: a redução da capacidade de concessão de crédito - *funding* do BNDES via Tesouro Nacional; e o aumento da TJLP, com vistas a reduzir o déficit das operações por ele concedidas.

Contudo, cumpre ressaltar que já se registrava redução das contratações do BNDES para o setor elétrico ao longo da última década. Ademais, ressalta-se ainda a falta de acesso das Estatais Estaduais aos recursos então disponibilizados pelo Banco nos últimos 15 anos,

certamente influenciada pelo Contingenciamento de Crédito, estabelecido pela Resolução 2.827/2001 do Banco Central, que versa sobre a restrição de crédito, via mercado financeiro, bem como de concessões de garantias.

Em termos de financiamento de longo prazo, observou-se a implementação de outros normativos, como a Lei 12.431/2011, visando atrair os mercados de capitais e financeiro, estabelecendo incentivos fiscais/tributários para operações com prazos alongados. Contudo, o que se observou foi que tais incentivos não foram suficientes para sensibilizar os potenciais investidores e muito menos para atender à necessidade do Setor de Transmissão. Isso porque o incentivo (redução e/ou isenção de impostos) não seria capaz de superar a necessidade de rentabilidade, vis a vis ao risco, se comparado com outros títulos disponíveis no mercado, como por exemplo os títulos da dívida pública.

Tendo em vista este contexto e a necessidade efetiva da expansão Sistema de Transmissão para atender, não somente ao crescimento esperado, mas até mesmo a demanda atual, com o menor risco de corte de energia, é necessário que os Leilões de Transmissão passem apresentar maior atratividade e condições mínimas para sensibilizar os investidores, e que seja garantida condição isonômica de concorrência, principalmente aos investidores tradicionais do sistema.

Nesta perspectiva, objetivo do trabalho é identificar a possível razão para a falta de atuação mais efetiva por parte das empresas estatais estaduais, que demonstraram possuir *know how* e capacidade operativa, já que até o final da década de 90 foram responsáveis por toda a implantação, operação e manutenção dos ativos de transmissão no Brasil, mas que perderam mercado após a alteração do modelo, em que a expansão da transmissão passou a ocorrer via Leilão, coincidentemente com a imposição do contingenciamento de crédito, via Resolução 2827/2001 - Bacen. A hipótese básica é de que tais empresas possuem *know how* e capacidade operativa para tanto, porém, não atuam de forma mais intensa nos leilões de transmissão por conta da restrição de crédito imposta pelo contingenciamento estabelecido na Resolução 2827 do Banco Central.

Em termos da metodologia utilizada, foi realizada pesquisa bibliográfica e documental, sendo levantada bibliografia especializada sobre o tema e analisados editais e resultados de leilões de transmissão, o banco de dados de operações de crédito diretas e indiretas do BNDES e o banco de dados da ANBIMA para levantamento das operações incentivadas das quais participaram as empresas transmissoras de energia elétrica.

Para analisar estas questões, este trabalho está dividido em mais três capítulos. O capítulo seguinte tratará da história do setor de transmissão no Brasil e seu financiamento, dividido em três fases: a) a história da transmissão, seu financiamento e a importância das estatais até final da década de 90; b) a expansão da transmissão após a instituição de competição através dos leilões; e c) projeções da expansão da transmissão sob a ótica do PDE – 2024.

O Capítulo 3 tratará das principais fontes de financiamentos disponíveis para o setor de transmissão, o qual se divide em: a) participação do BNDES nos projetos de transmissão; e b) outros instrumentos para captação de recursos.

No quarto capítulo se buscou demonstrar o contexto em que foi estabelecida a Resolução 2.827/2001, apreciando sua importância, principalmente quando se trata de endividamento para despesas correntes (capital de giro), ao tempo em que se detecta incoerência quanto à investimentos com geração receitas seguras, decorrentes de projetos licitados ou outorgados. Isso porque tais concessões/outorgas ocorrem mediante processo rigoroso no que tange à apuração da necessidade do empreendimento, preço teto e demais pré-requisitos, em que são envolvidos MME, ANEEL, ONS, EPE e agentes de fiscalização, externos ao setor elétrico, como a Controladoria Geral da União – CGU e Tribunal de Contas da União - TCU.

Ademais foi abordado no Capítulo 4 o contingenciamento de crédito imposto pela Resolução 2.827/2001, emitida pelo Banco Central, por determinação do Conselho Monetário Nacional, cujo estudo abrange o crédito propriamente dito, como também as travas inerentes às concessões de garantias, o que inviabiliza a atuação das empresas Estatais Estaduais, de forma mais expressiva nos leilões, por conta das dificuldades lhes impostas em relação às suas demandas de operações de crédito para financiamento de projetos *greenfield*.

2 A HISTÓRIA DO SETOR DE TRANSMISSÃO NO BRASIL E SEU FINANCIAMENTO

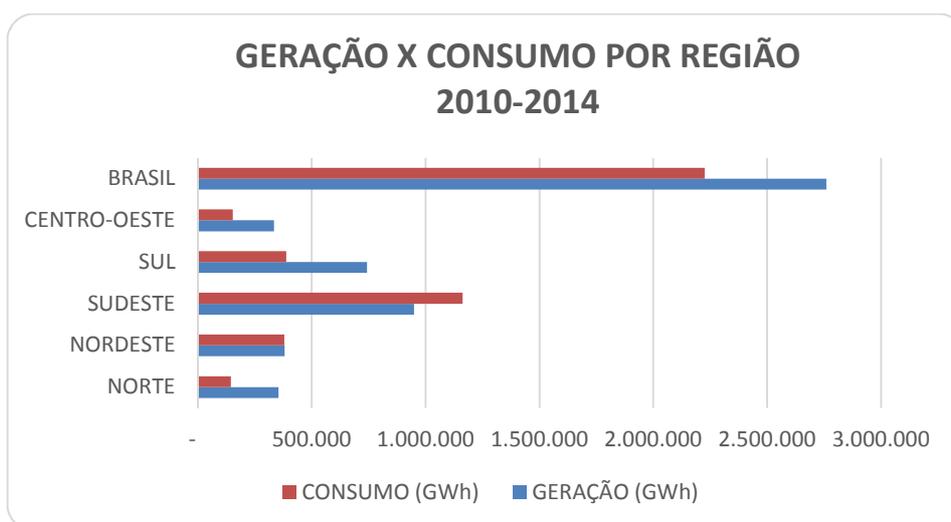
O Sistema de Transmissão no Brasil possui característica muito peculiar, especialmente por dotar de linhas de transmissão bastante extensas que interligam parte considerável do país, exigindo elevada capacidade de transformação, ou seja, equipamentos capazes de elevar ou reduzir a tensão, seja para viabilizar o transporte, que requer tensões mais elevadas, entregar

em linhas de distribuição, em que se exigem tensões mais baixas. Segundo Espósito (2010), tal característica é observada em poucos países, como Noruega, Canadá e Nova Zelândia, que também têm preponderância hidrelétrica. Fato é que tal característica foi determinante na consolidação estratégica do setor, viabilizando melhor aproveitamento das fontes de energia disponíveis.

Atualmente a matriz de energia elétrica brasileira se pauta principalmente em fonte hidrelétrica, seguida por térmicas (também na base) e de outras fontes, como, por exemplo, a eólica. Tanto as geradoras hidrelétricas quanto as eólicas são aproveitadas nos locais onde há disponibilidade dos recursos naturais e, portanto, se faz necessária estrutura de transmissão realizar o transporte de energias para os centros de carga.

Para melhor ilustrar a relevância do Sistema de Transmissão no que tange ao atendimento da demanda de energia, dentre outros fatores, deve-se refletir tanto sobre a questão da sazonalidade quanto da localização da capacidade instalada de geração e o local onde se consome a energia. Para facilitar a compreensão disso, consta abaixo o Gráfico 1, com o comparativo por região do Brasil de geração e do consumo por Região no período de 2010-2014:

Gráfico 1: Geração x Consumo por Região Brasileira (2010-2014)



Fonte: IPEADATA (2015). Acesso em 06.02.2016

Como se pode observar no gráfico acima, em nível nacional, há uma capacidade de produção de energia superior ao consumo. Isso é importante para o atendimento em horários de pico. Ademais, se observada a quantidade de energia gerada e a energia consumida no Sudeste, detecta-se que o produzido na região não teria sido suficiente para o atendimento do consumo no período analisado, o qual foi suprido pela energia gerada em outras regiões, como por exemplo no centro-oeste e também no sul.

Dada a extensão geográfica do país e a característica de cada região, o mercado nacional de energia se divide de forma diferente da perspectiva geopolítica. O mercado de energia nacional está dividido nos seguintes submercados: Sul; Sudeste/Centro-Oeste; Norte e Nordeste, os quais são interligados e possuem precificações diferenciadas de energia no curto prazo. O conjunto destes submercados forma o Sistema Interligado Nacional – SIN, o qual é Monitorado e Operado pelo ONS - Operador Nacional do Sistema. De acordo com o ONS, atualmente apenas 3,4% da capacidade de eletricidade do país se encontram fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica.

O conjunto de instalações de linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kv é conhecido como Rede Básica. Além deles, são qualificados como Rede Básica, integrante do SIN, os transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV, tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como suas respectivas conexões, conforme definições do ONS e disponível em: http://www.ons.org.br/sala_imprensa/faq.aspx

Para retratar o setor de transmissão, tanto historicamente, quando a expansão se dava por critérios geográficos e depois, quando da remodelagem do setor e instalação dos leilões, quanto das perspectivas futuras, serão abordados neste capítulo os seguintes tópicos: a) A História da Transmissão, seu Financiamento e a Importância das Estatais até o final da Década de 90; b) Expansão da Transmissão após a Instituição da Competição Através dos Leilões; e c) Projeções da Expansão da Transmissão sob a Ótica do PDE¹ – 2024.

¹ PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia – Ministério de Minas e Energia

2.1 A História da Transmissão, seu Financiamento e a Importância das Estatais até final da Década de 90

A seguir será exposto como o setor elétrico se consolidou, influenciado tanto pela necessidade identificada em cada estado quanto pela legislação, que desde o início, não obstante resguardar à União a responsabilidade pelas concessões e exploração das águas, delegou aos Estados a implantação de parques geradores, operação e manutenção, bem como todo o sistema de transmissão e distribuição que fosse necessário para seu desenvolvimento.

Observou-se ainda um maior crescimento do setor a partir da década de 50, quando também foi criado o Banco de Desenvolvimento, cuja missão inicial seria justamente o suporte financeiro para a expansão do setor elétrico. Porém, esse papel foi assumido em parte pela Eletrobrás, que acumulou também a missão de planejar o setor e gerir encargos setoriais. Tais encargos, em conjunto com um nível de tarifa satisfatório, por volta da década de 60 e 70 cumpriram papel importante no *funding* de investimentos, juntamente com as captações externas.

Já na década de 80, além das dificuldades enfrentadas pelo país, com níveis de inflação elevadíssimo e perda monetária de remuneração via tarifa, o setor elétrico também registrava elevado nível de endividamento e falta de recursos para fazer frente aos investimentos, culminando com a privatização do setor na década de 90.

Com o intuito de abordar o histórico do setor, cabe ressaltar o aspecto legal em que se sedimentou o Setor Elétrico nacional. Nestes termos, verifica-se que a Constituição Política do Império do Brasil de 1824 não nominou responsabilidades sobre o tema como tipificado na Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil, de 1891, em que o Art. 5º estabelecia que cada Estado deveria prover, às próprias expensas, e necessidade de seu Governo e administração. Ou seja, de forma implícita, se a energia fosse necessária ou desejada, então caberia ao próprio Estado sua exploração. Observa-se ainda que, na referida Constituição, foi outorgada competência exclusiva dos Estados de decretarem, dentre outros, cobrança de taxas de selos quanto aos atos emanados de seus respectivos Governos e negócios de sua economia, conforme § 1º impostos do Art. 9º.

Já na Constituição de 1934, Art. 5º, foi estabelecida a competência privativa da União de legislar sobre água e energia elétrica (alínea j), e, no art. 119, a sua responsabilidade pela autorização ou concessão federal para o aproveitamento de águas e energia elétrica. Contudo,

no mesmo Art. 5º, § 3º, ressaltou-se que poderiam ser editadas leis estaduais capazes de suprir lacunas ou deficiências da legislação federal.

O § 1º do Art. 119 restringiu a outorga de autorizações ou concessões exclusivamente para brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil, com exceção de aproveitamentos de potência reduzida e para uso exclusivo do proprietário. Além da nacionalização, no § 3º do Art. 119, foi ainda atribuído aos Estados, dentro dos respectivos territórios, desde que possuíssem os necessários serviços técnicos e administrativos, o direito da concessão.

Três anos depois, por meio da Constituição de 1937, foram mantidas as competências da União para: i) legislar sobre energia hidráulica, conforme Art. 16, bem como a excepcionalidade concedida ao Estado em caso de lacuna na legislação federal ou para atender peculiaridades locais; ii) dependência de autorização federal para aproveitamento e águas e energia hidráulica (art. 143); e iii) sequência do processo de nacionalização progressiva das quedas d'água ou outras fontes de energia (art. 144).

Foi na Constituição de 1937 que se observou a primeira citação específica sobre a transmissão, ao estabelecer no Art. 16, como competência da União, a exploração e adoção de medidas de segurança para linhas de alta tensão quando ultrapassassem fronteiras de estado. Conforme o inciso XV:

a unificação e standardização dos estabelecimentos e instalações elétricas, bem como as medidas de segurança a serem adotadas nas indústrias de produção de energia elétrica, o regime das linhas para correntes de alta tensão, quando as mesmas transponham os limites de um Estado. (Grifos nossos).

Tais condições foram também mantidas na Constituição de 1946, que reiterou as competências da União e, especialmente no artigo 153, § 3º, o direito dos Estados ao aproveitamento de energia hidráulica, mediante autorização ou concessão federal.

Observou-se ainda a manutenção de grande parte das responsabilidades da União e dos direitos dos Estados na Constituição de 1967. As principais inovações foram: agregar às competências da União a responsabilidade por decretar impostos sobre produção, importação, distribuição ou consumo de energia elétrica (Art. 22); e, conforme disposto no Art. 160, as empresas concessionárias de serviços públicos estariam obrigadas a manter serviços adequados, bem como estariam sujeitas a fiscalização permanente e revisão periódica das tarifas. Tais tarifas deveriam proporcionar a justa remuneração do capital, o melhoramento e a expansão dos serviços e garantir o equilíbrio econômico e financeiro do contrato.

Por fim, na Constituição Federal de 1988 foram mantidas algumas regras. Por exemplo, o Art. 20 reforçou que os potenciais de energia hidráulica são bens da União, e que esta continuaria com a competência para legislar sobre água e energia, como corrobora o Art. 22. Reitera ainda a competência da União para 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 situam os potenciais hidroenergéticos, art. 21.

Por outro lado, a Constituição de 1988 trouxe relevantes inovações. Por exemplo, deixou de garantir aos Estados o direito, em regime de concessão, à Exploração de Energia Elétrica, restando aos Estados, Distrito Federal e Municípios, conforme Artigo 20, inciso VIII, § 1º, direito à participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de compensação financeira por essa exploração.

Ademais, o artigo 175 determinou que as concessões ou permissões de serviços públicos deveriam ocorrer “sempre” através de licitação e que deveria ser editada lei específica para definir outros aspectos inerentes à concessão. Isso pode ser visto claramente por meio do artigo replicado abaixo:

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.
Parágrafo Único. A lei disporá sobre:
I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão de concessão ou permissão;
II – os direitos dos usuários;
III – política tarifária;
IV – a obrigação de manter serviço adequado.

Aliás, a Constituição de 1988, além de prever a concessão através de licitação, deixando então o Estado de ter direito preferencial, o desencorajou a atuar no segmento, haja vista o Art. 173: *“Ressalvados os casos previstos nesta Constituição, a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei.”*

Após esboço dos aspectos constitucionais inerentes à evolução do setor, passa-se à abordagem do perfil dos principais agentes, demonstrando que até o final da década de 90 as estatais protagonizaram a consolidação do setor, além de expor sobre a forma como se deu o financiamento da expansão do setor.

Esposito (2012) abordou a evolução do setor elétrico, em especial em relação ao processo de estatização a partir 1945. A cronologia da Estatização do Setor Elétrico Brasileiro, o qual corrobora toda a exposição de evolução legal já exposta, pode ser vista na Figura 1 abaixo. Tal Figura demonstra a institucionalização do setor, mas não a forma como se financiou a expansão.

Figura 1: Cronologia da Estatização do Setor Elétrico Brasileiro (1945-1978)

1945	Criação da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), estatal federal responsável inicialmente pelos investimentos em geração de energia na bacia do rio São Francisco.
1952	Fundação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), com a atribuição de fornecer recursos para projetos que demandavam financiamentos a longo prazo. A Comissão Mista Brasil-Estados Unidos (CMBEU), grupo de trabalho que originou a criação do BNDE, elegeu como prioridade o equacionamento das deficiências de transporte e energia, que eram os dois maiores gargalos para o crescimento econômico.
1952	Fundação da Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), estatal estadual de geração, transmissão e distribuição de eletricidade.
1954	Instituição do Fundo Federal de Eletrificação (FFE), destinado a prover e financiar instalações de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. Sua gestão foi delegada ao BNDE, e uma parcela do fundo foi repartida entre os estados da federação. Esse fundo tinha como origem de recursos o Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE).
1954	Criação da Companhia Paranaense de Energia (Copel), estatal estadual de geração, transmissão e distribuição de eletricidade.
1957	Criação de Furnas Centrais Elétricas, estatal federal responsável por investimentos de geração e transmissão de eletricidade no Sudeste do país.
1961	Criação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), como empresa <i>holding</i> dos ativos federais, agregando o controle de Furnas e Chesf. Além disso, no bojo de sua criação estava a questão do financiamento setorial. Exemplo desse fato foi a transferência da carteira de aplicações e a administração do Fundo Federal de Eletrificação do BNDE para a empresa.
1962-1966	Encampação e posterior compra dos ativos da American & Foreign Power Company (AMFORP) pelo governo federal. Foram cerca de dez concessionárias regionais, que em sua maioria foram transferidas para os estados da federação, ou, em poucos casos, para a Eletrobras.
1966	Criação das Centrais Elétricas de São Paulo S.A. (Cesp), com a fusão de 11 empresas estatais estaduais (alguns ativos antigos da AMFORP).
1968	Criação da terceira subsidiária da Eletrobras, a Eletrosul Centrais Elétricas S.A., estatal federal responsável pelos investimentos de geração e transmissão de eletricidade no Sul do país.
1973	Nascimento da quarta subsidiária regional da Eletrobras, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte), responsável pela construção da usina de Tucuruí, no rio Tocantins. A empresa deu início à produção de eletricidade em grande escala na região Norte do país.
1978	Aquisição pelo governo federal da Light, então concessionária de cidades dos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, inclusive as capitais. Em 1981, a parcela paulista da empresa passou ao governo do Estado de São Paulo, que alterou o nome da companhia para Eletropaulo – Eletricidade de São Paulo S.A.

Fonte: Espósito (2012)

De acordo com Gomes et al (2002), os financiamentos ao setor elétrico via BNDES iniciaram-se com o apoio ao governo do Espírito Santo, em 1954, com vistas à implantação da hidrelétrica Rio Bonito e depois foi expandido também ao segmento de distribuição, de forma que, em 1956, foi constituída a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A (Escelsa).

Como referência da importância alcançada pelo Banco em termos de financiamento, o mesmo chegou a financiar mais de 75% de projetos de geração (FIGURA 2).

Figura 2: Participação do BNDES na Instalação de Capacidade de Geração de Energia Elétrica (1952-1961)

Ano	Capacidade instalada total ao final do ano (MW)	Acréscimo anual de capacidade instalada (MW)		B/A %
		total (A)	Com financiamento do BNDES (B)	
1952-54	2.806.0	865,5	-	-
1955	3.149.0	343.0	21.600	6.3
1956	3.550.5	401.5	53.950	13.4
1957	3.747.9	217.4	102.010	46.9
1958	3.993.6	225.7	81.730	36.2
1959	4.115.7	122.1	72.500	59.4
1960	4.800.6	684.9	514.880	75.2
1961	5.205.7	405.1	126.432	31.2
1962	5.729.3	523.6	502.016	95.9
1955-62	-	2.923.3	1.475.118	50.5
1956-60	-	1.651.6	825.070	50.0
1956-61	-	2.056.7	951.502	46.3

Fonte: BNDES, Décima primeira-exibição sobre o Programa de Resarcimento Econômico, 1963 e CNAEE.

Fonte: Retirado de Gomes (2002)

Segundo Espósito (2012), até a concepção da Eletrobrás o BNDE, criado em 1952, desempenhou um importante papel no financiamento do Setor Elétrico. Uma das suas principais atribuições seria o gerenciamento dos recursos do Fundo Federal de Eletrificação – FFE, o qual era lastreado pelo Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE). Para expressar a representatividade do fundo, o autor citou: “Por meio desse fundo, o Banco financiou inicialmente 6,3% da expansão do parque gerador (21,6 MW), em 1955, e 95,9% da sua expansão (502 MW), em 1962...”.

Já na década de 60, a Eletrobrás passou a desempenhar, além da função de agente gerador e transmissor, importante papel no financiamento do setor. A Lei no. 3.980-A, de 25 de abril de 1961, que autorizou a constituição da Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás, estabeleceu que a mesma teria por objetivo, **dentre outros, realizar estudos e construir linhas de Transmissão** e, de acordo com o Art. 17 que seria também responsável pela elaboração e execução da política oficial de energia elétrica, através de indicações de medidas que transcendessem os encargos que lhe foram atribuídos, bem como indicando os empreendimentos e as medidas que devessem ser objeto de planos.

O aparato requerido para o desenvolvimento das atribuições da Eletrobrás envolvia, conforme Art. 20, a possibilidade de o Poder Executivo ceder garantia a financiamentos externos contratados tanto pela sociedade quanto pelas subsidiárias, através do Tesouro Nacional ou por intermédio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE).

Assim, a partir dos anos 60, a Eletrobrás passou a atuar como importante financiadora setorial, se utilizando dos seguintes recursos:

- Fundo Federal de Eletrificação - o Fundo Federal de Eletrificação, imposto único, criado pela Lei 2.308/1954, arrecadado com base no quilowatt consumido. Este imposto era destinado a prover e financiar instalações de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como desenvolvimento da indústria de material elétrico, passando a ser gerido pela Eletrobrás através da Lei 4.156/1962, cujas cobranças foram estendidas até 31 de dezembro de 1993, conforme Lei 7.181/83.
- Empréstimos Compulsórios aos Consumidores – instituído através da Lei 5.655/71, cujo Art. 6º altera o Art. 3º da Lei 2.308/54, passando então o imposto único ser definido como “Empréstimo Compulsório” em favor da Eletrobrás, cobrado por kwh de energia elétrica de consumo industrial equivalente a 35% da tarifa fiscal.
- Reserva Global de Reversão – RGR – Estabelecida através da Lei 5.655/71, que visava recolher mensalmente, o valor que seria então definido pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. O Parágrafo 3º do Art. 2º definiu que a Eletrobrás movimentaria a conta de Reserva Global de Reversão para aplicação nos casos de reversão de encampação de serviços públicos de energia elétrica, ou em empréstimos a concessionários para a expansão dos respectivos serviços. O parágrafo 7º reforçou ainda que os recursos deveriam ser utilizados para investimentos por parte dos concessionários na expansão de seus sistemas ao custo taxa de juros de 10%.
- Empréstimos Externos – operações junto a instituições multilaterais de crédito e no mercado de capitais internacional em um contexto de alta liquidez e baixos juro.

Na década de 1970, com as crises do petróleo, em 1973 e 1979, que impactaram fortemente nos aumentos dos preços do petróleo, foi necessário criar outras alternativas com vistas a substituí-lo, momento em que se favorece a intensificação da geração de energia elétrica, o que, por sua vez, incentivaria o desenvolvimento econômico do país.

De acordo com Malaguti (2009), no início da década de 1970, o país passava pelo fenômeno do Milagre Econômico e, neste sentido, ocorreram dois movimentos importantes: um deles seria o incentivo ao processo de industrialização, o que demandaria mais energia e, o outro, a “verdade tarifária” (fixação de tarifas a preço justo, sem subsídio), com vistas a tornar as estatais lucrativas e competitivas para fazer frente às demandas pelas quais passavam o país.

Assim, o setor elétrico passou a ser financiado pela sua capacidade de gerar recursos internamente, como o Imposto Único sobre Energia Elétrica, Empréstimos Compulsórios, RGR, investimentos dos acionistas e Empréstimos/financiamentos. Veja na Figura 3, abaixo, as principais fontes e utilizações dos recursos destinados ao financiamento do setor nas décadas de 1970 e 1980:

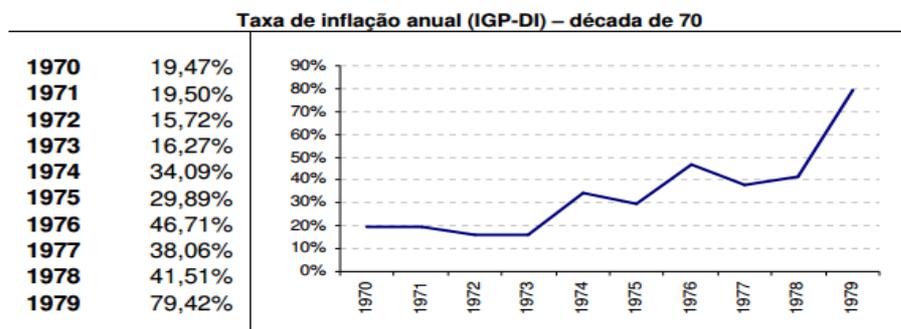
Figura 2: Fontes de Financiamentos e Utilização de Recursos no Setor Elétrico (1970-1989)

	1970	1975	1980	1985	1989
Fontes de captação de recursos	100	100	100	100	100
Recursos gerados internamente	42	44	44	38	11
Receita operacional	25	20	29	25	8
IUEE	7	8	4	3	0
Empréstimos compulsórios	10	7	5	4	2
RGR	0	9	6	6	1
Governos federal e estaduais*	21	18	5	2	44
Empréstimos e financiamento do mercado	37	38	51	60	45
Utilizações dos recursos	100	100	100	100	100
Investimentos	76	75	54	40	25
Pagamento dos juros da dívida	14	15	31	68	98
Dividendos e outros	0	2	7	2	19
Mudança no capital de giro líquido	10	8	8	-10	-42

Fonte: Malaguti (2009)

Contudo, depois do chamado período do Milagre Econômico, houve um desarranjo macroeconômico, reflexo das Crises do Petróleo (1973 e 1979), queda do PIB, déficit na Balança Comercial, além de aumento da inflação. Por exemplo, em 1979, a inflação do país chegou a quase 80% (medida pelo IGP-DI), conforme pode-se observar no gráfico abaixo:

Figura 4: Variação da Inflação na Década de 1970



Fonte: Tendências Consultoria (2007)

De acordo com Malaguti (2009), em razão dessas elevadas taxas de inflação, o preço da tarifa deixou de cobrir os custos e, por conseguinte, de garantir rentabilidade que seria destinada

ao financiamento. A tarifa passou a ser manipulada e utilizada pelo Governo para controlar a inflação. Segue trecho do autor replicado abaixo em que demonstra a deterioração do setor, via inclusive, manipulação de preços:

Até 1977, as tarifas eram suficientes para garantir a remuneração mínima legal de 10%. No entanto, o Decreto 83.940, de 10 de setembro de 1979, definiu que ‘o ato de fixação ou reajustamento de qualquer preço ou tarifa por órgãos ou entidades da Administração Federal, Direta ou Indireta, mesmo nos casos em que o poder para tal fixação seja decorrente de lei, dependerá, para sua publicação e efetiva aplicação, de prévia aprovação do ministro de Estado, chefe da Secretaria de Planejamento’. Essa nova filosofia distorceu o critério de serviço pelo custo e a estrutura tarifária vigente. A partir de então, patenteou-se que a fixação dos níveis tarifários se fazia em função de outros objetivos, inclusive como instrumento de combate à inflação, níveis estes reduzidos em 1986 a cerca de 4,5%, além da fixação da correção monetária abaixo da inflação, reduzindo o valor real dos imobilizados acumulados, diminuindo o valor real das remunerações”. Tem início um gradativo processo de deterioração econômico-financeira das concessionárias.

A década de 1980, conhecida como “a década perdida”, também o foi para o setor elétrico. As elevadas taxas de juros, a insuficiente tarifa de energia para garantir a operação, manutenção e investimentos, além da desvalorização cambial, aliados ao saldo de dívidas em moeda estrangeira (decorrente de captações do início da década de 1970) por parte das concessionárias levaram a um grande desajuste do setor elétrico brasileiro.

As dificuldades da década de 1980 e a intensificação da crise, devido à falta de solução para a o problema financeiro que se instalou sobre as estatais levaram ao que seria então a solução para o setor elétrico doméstico: privatização, conforme se observa na citação de Lourenzo (2001-2002):

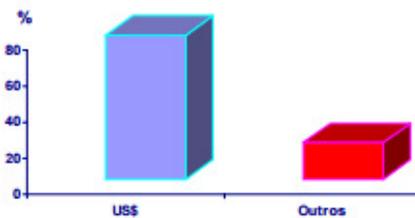
O setor elétrico entra na década de 1990 em uma situação bastante delicada. O Estado não tem mais condições de investir no setor, suas empresas se veem endividadas, sem poder dar continuidade aos planos de expansão. A possibilidade de falta de energia, desde o início da década, passa a ser também uma realidade. A resolução dos problemas financeiros das empresas elétricas deverá passar por um ajuste patrimonial, e as privatizações se apresentam como uma das alternativas ideais para que isso ocorra. No entanto, para que o processo de privatização avance com sucesso no setor de energia elétrica, ficam como condições fundamentais a regulamentação de suas atividades e a definição de diversos pontos importantes, como questão tarifária, relação entre geradores e distribuidores de energia, normas de participação no mercado, obrigações mínimas de investimento etc.

As estatais também aproveitaram as condições de financiamento externo até a década de 70 e chegaram ao final da década de 1990 com endividamentos expressivos em moeda estrangeira. Para comprovar tal endividamento, segue abaixo recorte do Balanço da Eletrobrás:

Figura 5: Recorte Balanço Patrimonial – Eletrobrás 31.03.1999

BALANÇO SINTÉTICO				
PASSIVO				
R\$ milhares				
Pela Legislação Societária				
	Controladora		Consolidado	
	Mar/99	Mar/98	Mar/99	Mar/98
CIRCULANTE				
Financiamentos e empréstimos a receber	335.335	735.650	1.033.348	1.298.966
Encargos de financ. e empréstimos	23.272	43.894	421.924	258.454
Empréstimo compulsório	158.639	148.787	158.639	148.787
Remuneração aos acionistas	793.639	1.494.537	828.540	1.775.596
Tributos e contribuições sociais	2.205.071	423.506	2.375.646	749.367
Provisão para contingências trabalhistas	-	-	2.697.163	1.232.044
Outros	1.095.551	536.503	2.450.857	1.400.947
	4.611.507	3.382.887	9.966.117	6.864.161
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO				
Financiamentos e Empréstimos a Pagar	1.652.855	3.662.186	10.405.810	6.801.627
Reserva Global de Reversão	325.198	7.558.280	325.198	7.558.280
Empréstimo compulsório	2.273.059	2.081.611	2.273.059	2.081.611
Tributos e contribuições sociais	863.276	1.472.585	1.537.961	2.407.347
Outros	1.946.858	425.705	2.292.105	996.802
	7.061.246	15.200.368	16.835.134	19.845.667
Obrigações especiais	-	-	7.383.309	7.158.507
	7.061.246	15.200.368	24.218.443	27.004.174
PARTICIPAÇÃO MINORITÁRIA EM CONTROLADAS				
	-	-	277.806	722.766
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital Realizado Atualizado	14.431.473	14.431.473	14.431.473	14.431.473
Reservas de capital	22.716.098	22.701.421	22.716.098	22.701.421
Reservas de lucros	15.157.110	14.365.331	15.157.110	14.365.331
Lucros Acumulados	7.763.364	6.759.472	7.763.364	6.759.472
	60.068.045	58.257.697	60.068.045	58.257.697
Adiantamentos para Aumento de Capital	518.083	62.288	518.083	62.288
	60.586.128	58.319.985	60.586.128	58.319.985
TOTAL	72.258.881	76.903.240	95.048.494	92.911.086

ESTRUTURA DE EMPRÉSTIMO



Fonte: Eletrobrás. Demonstrações Financeiras. Informe 31.03.1999

Tal condição de endividamento se estendia também à maioria das Estatais. Outro exemplo que demonstra a relevância do endividamento em moeda estrangeira das estatais que atuavam no setor elétrico doméstico é o caso da CEMIG, importante agente no setor elétrico, inclusive no segmento de Transmissão, criada através da Lei Estadual no. 828 de 14 de dezembro de 1951. Como se pode observar na Nota Explicativa 6 das Informações Trimestrais da CEMIG, posição 30 de setembro de 1999, aproximadamente 64% dos empréstimos eram em moeda estrangeira. Demonstra-se a seguir o recorte das Notas Explicativas:

Figura 6: Recorte Notas Explicativas – Demonstrações Financeiras 31.09.1999

6 - Empréstimos e Financiamentos:		
A composição dos empréstimos e financiamentos a curto e longo prazo é como segue:		
	30/09/99	30/06/99
Em moeda estrangeira	1.043.046	890.534
Em moeda nacional	569.377	465.241
Encargos	27.838	24.313
	<u>1.640.261</u>	<u>1.380.088</u>

Fonte: CEMIG. Informações Trimestrais – 30.09.1999

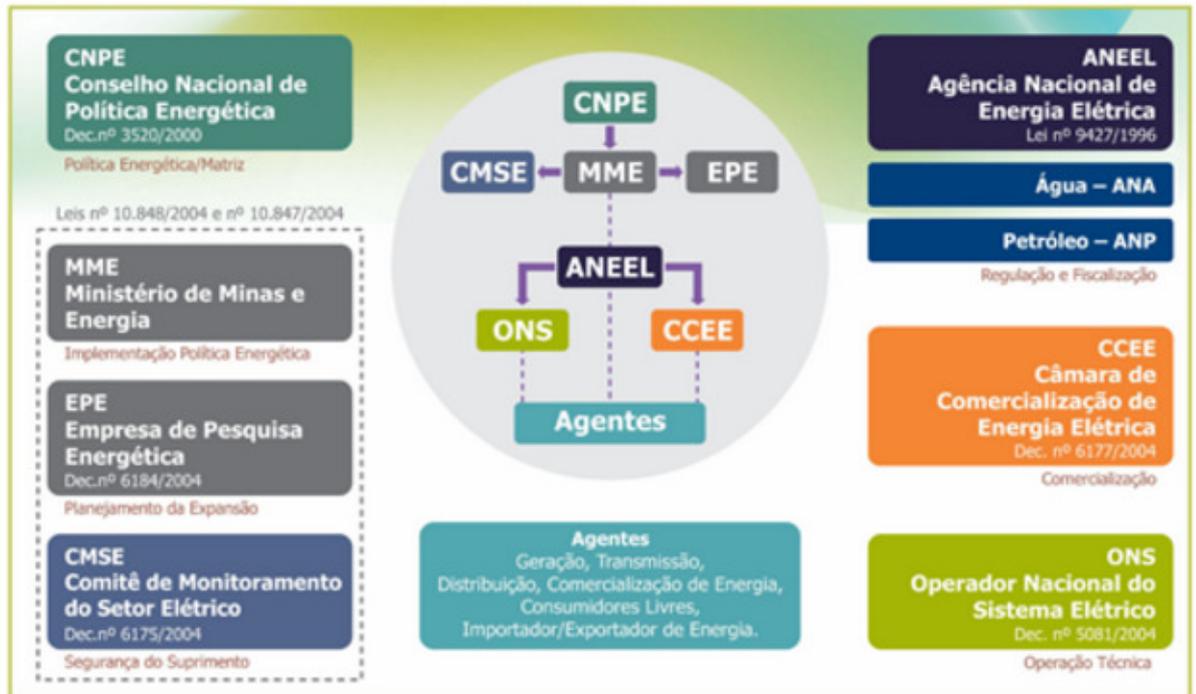
Como já exposto, até o momento grande parte dos agentes do setor elétrico, principalmente as estatais estaduais, atuavam de forma verticalizada, gerando, transmitindo e distribuindo energia. Durante a década de 1990, ainda que os agentes tivessem perfil verticalizado, iniciou-se o processo de consistência do setor de transmissão no Brasil.

A Lei 9.074/1995, dispôs na Seção IV – Das Instalações de Transmissão e dos Consórcios de Geração, diversos aspectos, dentre eles, no Art. 17, § 4º, que o Poder Concedente deveria definir as instalações de transmissão que seriam classificadas, para efeito de prorrogação.

Através da Lei nº 9.648/98, que seria regulamentada no futuro, cria-se o Operador Nacional do Sistema ONS, pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos. Preconiza o Art. 13 que o Operador Nacional do Sistema – ONS teria como atribuições exercer as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, dentre outras.

Além do ONS, para conformação do modelo vigente, foram criadas outras instituições com vistas a suprir, além da operação (ONS), o planejamento e definição de políticas para o setor (CNPE e EPE), o monitoramento (CMSE), a regulação (ANEEL), dentre outros, tais como a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), que substituiu o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Apenas a título de demonstração resumida da estruturação do setor, segue figura ilustrativa da Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro:

Figura 7: Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: ONS: Visão Geral, disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx>. Acesso em 23.abr.2016

Considerado como agente fundamental na estruturação do setor de transmissão, formato em que se encontra atualmente, o Operador Nacional do Sistema ONS, conforme a Lei 10.848/2004, tinha as seguintes atribuições do ONS:

- a) Planejar e programar a operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletro energéticos interligados;
- b) Supervisionar e coordenar os centros de operação de sistemas elétricos;
- c) Supervisionar e controlar a operação dos sistemas eletro energéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- d) Contratar e administrar os serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- e) Propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;
- f) Propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

Para dar seguimento à evolução histórica do setor, será necessário recorrer à inovação instituída na Constituição Federal de 1988, Art. 175, que estabeleceu a obrigatoriedade de **licitação** para a prestação dos serviços públicos, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, bem como à Lei no. 9.074/1995, que viria estabelecer, juntamente com a Lei 10.848/2004, a determinação da desverticalização, que levaria à expressivas alterações em termos de estrutura societária da grande maioria dos agentes do setor elétrico.

Tais alterações levaria à cisão das empresas de forma a segregar as atividades de geração e transmissão da atividade de distribuição. Ou seja, os agentes que exerciam conjuntamente as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, mediante efeitos do Art. 4º, § 5º (posteriormente complementado), que estabelecia que as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica, atuantes no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderiam desenvolver atividades: de geração e de transmissão de energia elétrica, precisaram adotar medidas efetivas de reorganização societária.

Retomando a cronologia, ao final da década de 1990, para que fosse então possível a segregação das atividades, foi necessário um cabedal de legislações e normas. Neste sentido, o ano de 1999 foi marcado por grandes alterações, em especial no Sistema de Transmissão, denominada como Rede Básica.

Até então, como já citado, o sistema de Transmissão se consolidou concomitante com as necessidades decorrentes das demandas de Geração e Distribuição (carga) no país e, portanto, tais instalações foram construídas pelos agentes até então integrados (verticalizados).

A Agência Nacional de Energia Elétrica, com a responsabilidade de atender à determinação do Poder Concedente de definir o Sistema de Transmissão, editou a Resolução 66/1999 – ANEEL, em que definiu a composição da Rede Básica do sistema interligado brasileiro para o ano de 1999, concernente às instalações de transmissão já em operação, ou com previsão de operação até 31 de dezembro de 1999, e estabeleceu que as Conexões e as Demais Instalações de transmissão não integrantes da Rede.

Em junho de 1999, a ANEEL editou a Resolução 142/1999, estabeleceu as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da Rede Básica e os encargos de conexão para os agentes que operavam com a Transmissão.

Naquele momento, conforme Resolução 142/1999 – ANEEL, o Setor de Transmissão se restringia a 15 agentes, sendo que, dentre eles, pelo menos 10 agentes eram estatais - conforme tabela a seguir:

Tabela 1: Contratos de Concessões de Transmissão Vigentes no Final da Década de 1990

	Agente	Área de Atuação	Controladores	Fonte:
1	FURNAS - Centrais Elétricas S/A	RJ, SP, PR, MG, GO, TO, DF, ES, MT	ELETROBRÁS	Contrato de Concessão 62/2001
2	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	ELETROBRÁS	Contrato de Concessão 61/2001
3	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	SP	Estado de São Paulo	Contrato de Concessão 59/2001
4	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A – ELETRONORTE	PA, MA, PI, TO, MT	ELETROBRÁS	Contrato de Concessão 58/2001
5	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL	SC, MS, PR, RS, SP	ELETROBRÁS	Contrato de Concessão 57/2001
6	Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG	MG	Governo do Estado de Minas Gerais	Contrato de Concessão 006/97
7	Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE	RS	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	Contrato de Concessão 55/2001
8	Companhia Paranaense de Energia – COPEL	PR	Governo do Estado do Paraná	Contrato de Concessão 75/2001
9	EPTE - Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S/A	PA	SCHAHIN ENGENHARIA LTDA. E COMPANHIA TÉCNICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA	Contrato de Concessão 43/2001
10	Centrais Elétricas de Goiás – CELG	GO	Governo do Estado de Goiás	Contrato de Concessão 63/2001
11	Espirito Santo Centrais Elétricas S/A – ESCELSA	ES	GTD Participações S.A e Iven S.A	Contrato de Concessão 1/1995
12	Cia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA	BA	Estado da Bahia	Contrato de Concessão 10/1997
13	Companhia Energética do Maranhão – CEMAR	MA	BRISK PARTICIPAÇÕES LTDA e Estado do Maranhão	Contrato de Concessão 60/2000
14	LIGHT - Serviços de Eletricidade S/A	RJ	EDF International S.A. , Industries Energy - Cayman, Inc, AES Coral Reef Inc. e BNDESPAR	Contrato de Concessão 1/1996
15	Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS	TO	CAIUÁ - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A	Contrato de Concessão 52/1999

Fonte: ANEEL (Anexo I da Resolução 142/1999 e consultas aos Contratos de Concessões)

Tudo isso, aliado a Lei 9.648/1998, que autorizou o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRAS e de suas subsidiárias, viria contribuir para a configuração da nova modelagem para o setor elétrico. Um dos eventos inerentes às revisões das atribuições da Eletrobrás se deu através da Resolução nº 25/99 - ANEEL, que aprovou o Manual de Procedimentos da Operação, que transferiria a coordenação da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN ao ONS efetivamente, a partir de 1 de março de 1999.

Não obstante a dificuldade de financiamento do setor elétrico após meados da década de 1980, ainda assim o sistema continuou expandindo para o atendimento da demanda. Ao final dos anos 1990, o sistema tinha uma abrangência nacional, tanto em termos de Linhas de Transmissão quanto de Capacidade de Transformação, restando parte da Região Norte ainda isolada.

Como se pode observar através dos Relatórios Anuais do ONS, ao final da década de 1990, o sistema já contava com tecnologia *e know how* em termos de Linhas de Transmissão em diversos níveis de Tensão (230, 345, 440, 500, 600 cc, e 750 kV), bem como em termos de Capacidade de Transformação Instalada de transformação, concentrado principalmente nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, onde também se observava maior intensidade de atividades econômicas. A Figura 8 apresenta a evolução dos dois aspectos nos três últimos anos da década:

Figura 3: Capacidade de Transformação e Extensão de Linhas de Transmissão Instalados no Final da Década de 90

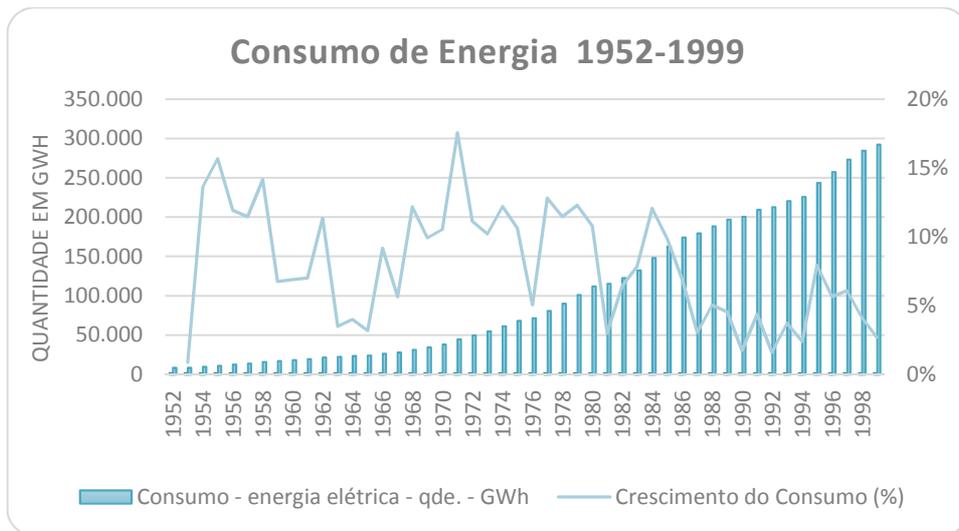
Extensão das Linhas de Transmissão				Capacidade de Transformação Instalada – Tensões 230 kV e acima			
Tensão kV	1997	1998	1999	Região	* 1997	1998	1999
230	30.816,9	31.431,1	32.278,3	SE/CO	98.183,7	99.282,7	101.802,7
345	8.989,6	8.991,6	9.023,5	S	18.217,2	19.846,7	21.891,7
440	5.936,1	5.936,1	6.049,3	S/SE/CO	114.400,9	119.129,4	123.494,4
500	13.972,2	14.217,2	15.877,2	N	7.151,9	7.661,9	8.143,9
600 CC	1.612,0	1.612,0	1.612,0	NE	16.008,5	16.408,5	16.453,5
750	1.783,0	1.783,0	2.114,0	N/NE	23.160,4	24.070,4	24.597,4
Total	63.109,8	63.971,0	66.954,3	SIN	137.561,3	143.199,8	148.091,8

Fonte: ONS: Relatório Anual (2002)

A segunda metade do século XX foi marcada por um salto de desenvolvimento do Setor Elétrico brasileiro, o que pode ser observado pelo consumo de energia, que, em 1952, era da ordem de 8.513 GWh. Em 1999, o consumo já atingia 292.190 GWh, o que representou um crescimento de mais de três mil por cento nas cinco décadas.

Como se pode observar no gráfico abaixo, os crescimentos anuais mais expressivos ocorreram nas décadas de 1960 e 1970 em termos de consumo elétrico, ocorrendo picos, como por exemplo, em 1971 que chegou ao crescimento de 18% no ano.

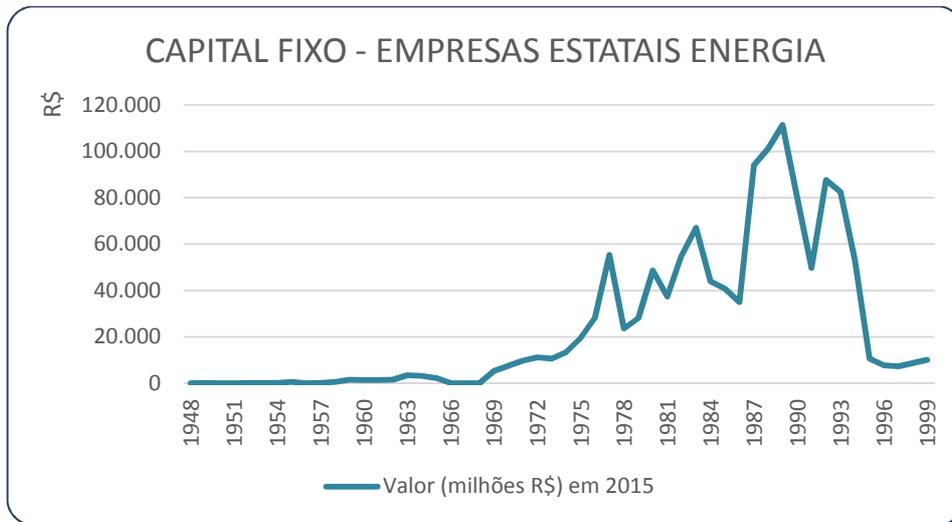
Gráfico 2: Evolução do Consumo de Energia Elétrica (1952-1999)



Fonte: Ipeadata: Consumo energia elétrica – quantidade GWh 1952-2012 (anual)

Neste sentido, pode-se inferir que durante as cinco décadas foram encontradas alternativas para o desenvolvimento do setor elétrico, inclusive o de transmissão, via captação de recursos externos, cobrança de empréstimos compulsórios, outro tipo de taxa, empréstimos nacionais e injeção de recursos decorrentes, principalmente das concessionárias estatais (estaduais ou federais).

Como já exposto, o setor elétrico foi desenvolvido a partir do marco legal que, até a década de 1990, privilegiava a iniciativa de empresas estatais. Para referência de quanto tais empresas investiram no sistema, demonstra-se abaixo gráfico com a representação da evolução em termos de Capital Fixo de tais empresas, a partir de informações disponibilizadas no IPEA DATA, aos preços de 2015, utilizando-se o IGP-DI para atualização dos valores nominais:

Gráfico 3: Evolução do Capital Fixo Investido pelas Empresas Estatais de Energia (1948-1999)

Fonte: IPEADATA - Capital Fixo - Formação Bruta - Governo Federal - Empresas Estatais Energia (1948-2001) e valores atualizados pelo IGP-DI até 2015

Como já exposto, até aqui foi possível descrever a evolução física do sistema de transmissão. Contudo quanto aos investimentos realizados até 1999 e respectivo financiamento se tratou o Sistema de Transmissão juntamente com os mercados de Geração e Distribuição, já que o setor de transmissão passou a dispor de identidade própria após a criação do ONS e a remodelagem da forma da expansão, após 1999.

Fato é que, conforme se comprovou nos estudos até aqui, as empresas estatais estaduais desempenharam um papel relevante, sendo responsáveis pelo desenvolvimento do setor elétrico no mercado onde atuavam.

Dentre as tradicionais, ainda se matem no mercado, segmento de transmissão, além das empresas vinculadas ao grupo Eletrobrás, as estatais estaduais a CELG, CEMIG, COPEL e CEEE, as quais passaram a atuar de forma menos representativa a partir do início dos anos dois mil, pressionadas principalmente pelo contingenciamento de crédito estabelecido pela Resolução 2.827/2001 divulgada pelo Banco Central, provocando uma assimetria nas condições concorrenciais, já que em termos de acesso ao crédito, tais empresas não gozavam de tratamento isonômico. O tópico a seguir demonstrará o histórico dos Leilões de Transmissão e a participação das empresas tradicionais.

2.2 A Expansão da Transmissão Após a Instituição de Competição Através dos Leilões

Como já exposto, ao final da década de 1990, o Sistema de Transmissão já se encontrava relativamente consolidado em termos de capacidade operativa e também em termos de extensão e abrangência no país. Contudo ainda viriam grandes desafios, tanto no que tange à integração da Região Norte, quanto também no atendimento ao aumento de demanda nos próximos anos.

Apenas para demonstrar a consolidação do Setor de Transmissão até o novo marco, com a instituição dos leilões, segue abaixo mapa com estrutura existente em 2001:

Figura 4: Mapa do Brasil - Sistema de Transmissão (2001)



Fonte: ONS: Relatório Anual (2001)

No início de no ano 2000, o segmento de Transmissão ainda passava por uma fase de sedimentação como segmento independente. Nesta transição foi fundamental a estruturação do ONS, que, a partir de então, passaria a atuar não somente no aspecto efetivo da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, mas também como agente de intermediação entre os

agentes geradores e consumidores (Distribuidoras de Energia e Consumidores Livres), passando inclusive a atuar como interveniente em diversos contratos e, mediante outorga via CPST (Contrato de Prestação de Serviços da Transmissão), ser responsável pela Contabilização e Execução dos recebimentos por parte das transmissoras.

Através da Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 468 de 2 de outubro de 2002, em atendimento ao disposto na Lei nº 9.648/98, foram transferidos definitivamente para o ONS os ativos dos Centros de Operação da ELETROBRÁS, ELETRONORTE, ELETROSUL, CHESF e FURNAS.

Foi a partir dos anos 2000 é que efetivamente consolidou-se a alteração do modelo do setor, sendo que a expansão ocorreria mediante Licitação, o que impactou no aumento do número de Agentes de Transmissão e Usuários.

De acordo com Esposito (2010), a reforma do Sistema Elétrico Brasileiro – SEB, com a introdução da concorrência nos segmentos de geração e de transmissão, somente seria possível a partir da compatibilização entre a cooperação e a competição. Neste sentido é que o ONS passou então a desempenhar um papel importante principalmente na intermediação das operações, avaliações de acesso, dentre outros.

Ao viabilizar a nova modelagem, permitindo o acesso de novos agentes ao Sistema de Transmissão, verificou-se o surgimento de novos contratos para formalizar os acessos usuários às instalações de determinadas transmissoras, compartilhamento de instalações, dentre outros. Assim, registrou-se um aumento expressivo do número de Contratos via ONS, saltando de 71, em 1999, para 494, ao final de 2002, o que representou, em três anos um aumento de quase 600% dos contratos que deveriam ser administrados pelo ONS. Pode-se ver abaixo o aumento por ano e por tipo de contrato:

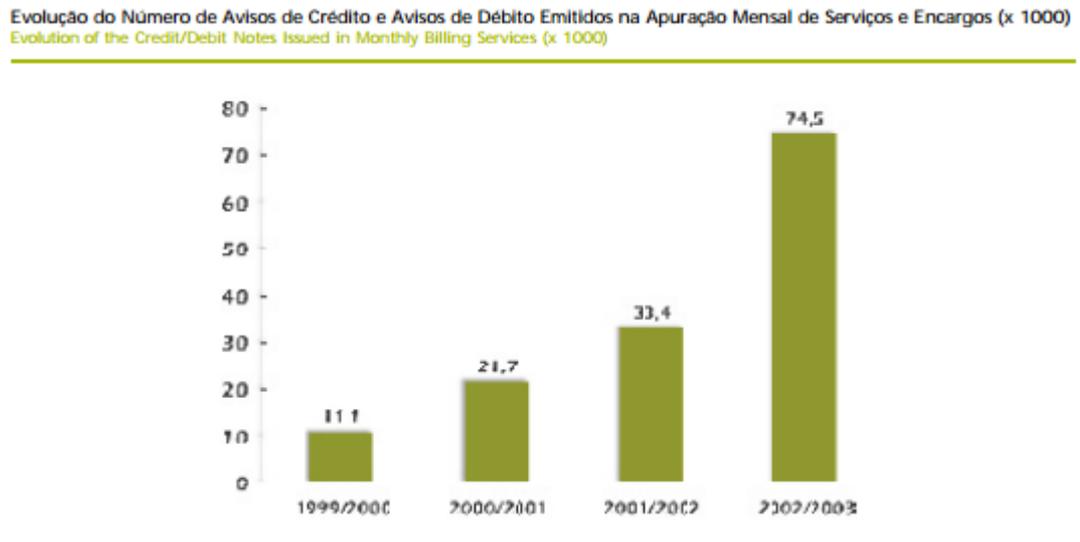
Figura 5: Evolução do Número de Contratos Geridos pelo ONS Conferido pelo “Novo Modelo do Setor Elétrico”

Administração dos Contratos da Transmissão Administration of Transmission Contracts		1999	2000	2001	2002	Total
Tipo de Contratos Type of Contracts						
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão Contract for the Provision of Transmission Services	14	7	4	3	28
	Aditivos Addendums	0	1	2	23	26
CUST-D	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (Distribuidoras dentro dos CIs) Contract for the Use of the Transmission System (Distributors with Initial Contracts)	37	4	1	0	42
	Aditivos Addendums	0	0	0	35	35
CUST-G	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (Geradoras dentro dos CIs) Contract for the Use of the Transmission System (Generators with Initial Contracts)	5	7	4	9	25
	Aditivos Addendums	0	0	0	10	10
CUST-U	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (Fora dos Contratos Iniciais) Contract for the Use of the Transmission System (Not Included in the Initial Contracts)	0	5	14	19	38
	Aditivos Addendums	0	0	5	12	17
CUST-T	Contrato de Uso de Sistema de Transmissão (Temporário) Contract for the Temporary Use of the Transmission System	0	0	0	27	27
	Aditivos Addendums	0	0	0	4	4
CCGAR	Contrato de Garantia Guarantee Contract	11	26	5	12	54
CFB	Carta de Fiança Bancária Bank Guarantee Contract	1	3	10	37	51
CCT	Contrato de Conexão da Transmissão Contract for Transmission Connection	3	36	11	30	90
	Aditivos Addendums	0	0	17	8	25
CCT-TA	Contrato de Conexão da Transmissão – Termo de Ajuste Contract for Transmission Connection – Term of Adjustment	0	1	9	1	11
	Aditivos Addendums	0	0	0	1	1
CCI	Contrato de Compartilhamento de Instalação Contract for the Shared Use of Installations	0	0	2	2	4
T. Cessão	Termos de Cessão de Direitos e Obrigações referentes aos CUSTs e CPSTs Terms of Cession of Rights and Obligations	0	0	4	0	4
T. Distrato	Termos de Distrato referentes aos CUSTs e CPSTs Terms of Recission	0	0	2	0	2
Total Total		71	100	90	233	494

Fonte: ONS: Relatório Anual (2002)

O fato é que tal processo também impactou nos processos dos agentes responsáveis pelo pagamento das tarifas do Sistema de Transmissão, vide por exemplo o aumento do número de Avisos de Crédito e Avisos de Débito que saltaram de aproximadamente 11 mil para 74,5 mil Avisos, o que representa um aumento de mais de 570% em três anos, como melhor se observa no gráfico abaixo:

Figura 6: Impactos do “Novo Modelo do Setor Elétrico” no Sistema de Transmissão via crescimento de emissão de Avisos de Créditos e Débitos de 1999 a 2003



Fonte: ONS: Relatório Anual 2002

Tais ponderações são importantes para demonstrar algumas das mudanças incorridas no segmento de transmissão. Para continuar tratando da evolução do Sistema de Transmissão, é necessário retomar as observações sobre o setor elétrico em geral após 2000.

Em 2001, registrou-se a crise no abastecimento de energia, a qual, de acordo com Espósito (2010), teria sido originada por indefinições do processo de privatização, falta de coordenação/planejamento que então deixou de ser exercido pela Eletrobrás, bem como pela atratividade, do ponto de vista dos entrantes, voltados para a aquisição de ativos existentes e não para a implantação de novos empreendimentos:

- indefinições no processo de privatização, executado de forma significativa apenas no segmento de distribuição, paralisaram as estatais e inibiram a iniciativa do setor privado para investir em novos ativos, pois o foco estava direcionado para aquisição dos ativos existentes; e
- perda de coordenação dos investimentos do setor, que deixou de ser exercida pelo Sistema Eletrobrás, sem ser assumida por alguma instituição de governo, nem suficientemente coordenada por sinais de mercado

Como solução para a falta de Planejamento no setor, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, através da Lei Federal nº 10.847, de 15 de março de 2004. No que tange à Transmissão, a EPE deve, dentre outros, apresentar uma visão integralizada do planejamento setorial. Para tanto, a partir de estudos em conjunto com ONS e agentes do segmento, a EPE publica o Programa de Expansão da Transmissão – PET, que abrange horizonte de 6 (seis) anos e o Plano de Expansão de Longo Prazo – PELP, para o período posterior a 7 anos.

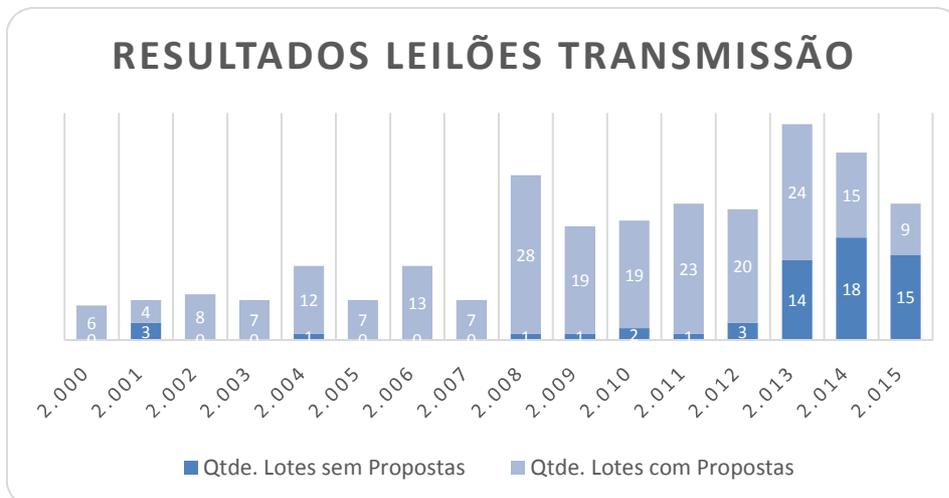
A expansão da Transmissão ocorre por duas vias:

- Licitação, para novas instalações, em consonância com o Decreto n. 2.655/1998, Art 6º: “Ressalvados os casos indicados na legislação específica, a atividade de transmissão de energia elétrica será exercida mediante concessão, precedida de licitação”.
- Resoluções Autorizativas, para os reforços e melhoria do sistema existente, os quais são autorizados pela ANEEL, mediante a devida constatação no Plano de Ampliação e Reforços – PAR, documento que tem por objetivo apresentar a visão do ONS sobre a necessidade ampliações e reforços das instalações de transmissão, necessárias para a preservação da segurança e desempenho da rede, bem como para possibilitar o livre acesso a todos os interessados.

Neste tópico será focada a análise para a expansão via Licitação. Neste aspecto, durante o período de 2000 a 2015, foram realizados 40 (quarenta) leilões de transmissão, sendo um deles suspenso por interposições de recursos (Leilão 001/2006 – ANEEL). Em média foram 7 (sete) lotes por Leilão e em média, aproximadamente 19 (dezenove) lotes por ano.

Até 2012, foram arrematados cerca de 94% dos lotes leiloados (173 de 185 lotes), com deságio médio do período da ordem de 28,1%. Já de 2013 a 2015, houve uma redução expressiva nos sucessos dos leilões, haja vista que, se considerados quantidade de lotes leiloados (94), foram arrematados somente 50% (47 lotes), mediante deságio de 15,2%. Vide representação do desempenho dos leilões no gráfico abaixo:

Gráfico 4: Leilões de Transmissão de 2000 a 2015



Fonte: ANEEL- Editais Leilões de Transmissão

Em termos de Investimento, de 2013 a 2015, pode-se inferir que o desempenho foi melhor que a avaliação pelo critério quantitativo de lotes, haja vista que os valores de investimentos de Edital, cujos valores foram deduzidos a partir da garantia exigida, foi da ordem de R\$ 50,9 bilhões, dos quais foram arrematados R\$ 30,6 bilhões, perfazendo assim um sucesso da ordem de 60%.

Ademais, verifica-se que as transmissoras tradicionais (aquelas constantes na Resolução que Estabeleceu a RBSE existente em 1999, via Resolução 142/1999 - ANEEL), apesar de timidamente, continuaram participando da expansão do sistema de transmissão brasileiro, na medida em que pelo menos uma delas, em sociedade ou corporativamente, estiveram presente em 54% dos leilões, conforme demonstrado no Apêndice – Tabela 1 – Participação das Empresas Tradicionais nos Leilões de Transmissão – 2000 a 2015.

Nos leilões, observou-se a atuação de agentes oriundos da cadeia produtiva da transmissão, os fornecedores de equipamentos ou prestadores de serviços, já tradicionais no mercado brasileiro ou não, os quais passaram a atuar também como empreendedores/concessionários, em pelo menos 34% dos lotes arrematados (75 de 220), conforme consta no Apêndice – Tabela 2 – Participações de agentes da Cadeia Produtiva nos Leilões 2000 a 2015.

Dos novos agentes concessionários de transmissão, conforme demonstrado na Tabela 2 (Apêndice), alguns se mantêm como importantes *players* nos leilões, tais como Cymi, Cobra, Elecnor, Isolux e Cel Engenharia. A Planova destacou-se nos leilões de 2015, participando e vencendo dois lotes. Outras, participaram de alguns leilões até 2005, mas há uma década não tem participado, como por exemplo, a Schahin.

Em alguns casos, a participação de fornecedores como empreendedores era motivada principalmente pelo interesse no contrato de execução da obra, os quais também eram contratados como Construtores - EPC. Contudo, em muitos outros ficaram patentes os conflitos de interesses de tais agentes com os demais acionistas, já que para os EPCistas o retorno mais atrativo e de curto prazo seria o decorrente da construção. Assim, estes últimos vislumbravam garantir a rentabilidade na construção.

Tal modelo parece ter sido importante para o amadurecimento do processo. Aqueles que realmente se interessaram pelas Concessões de Transmissão continuam participado como acionistas ou apenas como construtores, não sendo, portanto, mais comum um dos sócios atuar também como construtor.

A conformação da estrutura de Agentes no setor, ao longo dos quinze anos, computou 19% de alterações societárias nos contratos de concessão decorrentes dos leilões arrematados, sendo que em alguns casos registrou-se mais de uma alteração para cada contrato. Em grande parte, as alienações partiram de acionistas que participavam até então da cadeia produtiva e não como concessionários (*vide* em Apêndice – Tabela 3 – Alterações Societárias nos Contratos de Concessões decorrentes dos Leilões 2000-2015).

Ainda se tratando de novos agentes, destaca-se a presença de dois agentes internacionais que tiveram participação expressiva nos leilões, a chinesa State Grid e a espanhola Abengoa. As duas participaram de pelo menos 35% dos valores de investimentos previstos nos Editais de Leilões, entre 2000 e 2015 (sozinhas ou em consórcio).

A State Grid entrou no segmento de Transmissão no Brasil adquirindo algumas participações da Isolux e Elecnor em 2010. A partir de 2011, passou a participar efetivamente de leilões em parcerias com transmissoras tradicionais do setor, tais como Furnas, Eletronorte e Copel. Participou sozinha dos Leilões 07/2013 e 07/2015, sendo que este último trata de uma linha bastante extensa, segundo circuito que interliga importante usina instalada no norte do Brasil até o centro de carga. Veja abaixo as participações da State Grid em nos Leilões:

Tabela 1: Lotes Arrematados pela State Grid (em sociedade ou não) nos Leilões de Transmissão

Participações State Grid em Leilões						
Em consórcios ou não						
LEILÃO	DATA	LOTE	VALOR DO INVESTIMENTO - ANEEL	RAP EDITAL (MIL REAIS)	RAP PROPOSTA (MIL REAIS)	DESÁGIO (RAP)
006/2011	16/12/2011	H	65.000,00	7.855,95	7.447,44	5,20%
002/2012	09/03/2012	A	1.800.000,00	221.824,16	126.420,00	43,01%
002/2012	09/03/2012	B	900.000,00	115.935,38	73.080,00	36,96%
007/2012	01/11/2012	G	960.000,00	106.172,16	100.263,55	5,57%
007/2013	14/11/2013	P	158.000,00	16.110,25	11.599,38	28,00%
011/2013	07/02/2014	AB	5.000.000,00	701.043,61	434.647,04	38,00%
007/2015	17/07/2015	A	7.000.000,00	1.219.791,34	988.030,99	19,00%
TOTAL			15.883.000,00	2.388.732,85	1.741.488,40	27,10%

Fonte: ANEEL - Editais e Resultados dos Leilões de Transmissão

A Abengoa participou ativamente desde os primeiros Leilões, como, por exemplo, no Leilão 002/2000. Além das participações em Leilões registraram-se ainda as aquisições de participações de outros Contratos de Concessão. Apenas em termos de Leilão, participou sozinha ou em consórcio de investimentos de mais de R\$ 13 bilhões (valor nominal de Edital).

Tabela 3: Lotes Arrematados pela Abengoa (em sociedade ou não) nos Leilões de Transmissão

Participações ABENGOA em Leilões Em consórcios ou não						
LEILÃO	DATA	LOTE	VALOR DO INVESTIMENTO - ANEEL	RAP EDITAL (MIL REAIS)	RAP PROPOSTA (MIL REAIS)	DESÁGIO (RAP)
002/2000	31/08/2000	B	404.516,00	52.476,04	52.000,00	0,91%
001/2003	23/09/2003	A	776.512,56	100.733,48	64.395,00	36,07%
002/2004	18/11/2004	A	1.579.505,04	204.902,08	107.571,00	47,50%
001/2005	17/11/2005	A	829.323,38	107.584,39	54.114,00	49,70%
003/2006	15/12/2006	B	153.525,64	19.916,19	11.480,70	42,35%
003/2006	15/12/2006	C	130.531,62	16.933,28	9.790,00	42,18%
003/2006	15/12/2006	E	108.331,28	14.053,33	10.665,00	24,11%
005/2006	24/11/2006	G	67.123,04	8.707,57	5.780,00	33,62%
007/2008	28/11/2008	LA - CC	344.973,97	44.751,92	44.751,60	0,00%
007/2008	28/11/2008	LC - CC	1.239.839,36	160.838,78	144.754,80	10,00%
007/2008	28/11/2008	LG - CC	1.426.272,86	185.023,96	173.922,00	6,00%
001/2009	08/05/2009	C	380.000,00	50.424,07	42.688,00	15,34%
001/2009	08/05/2009	D	210.000,00	27.816,67	24.400,00	12,28%
008/2010	09/12/2010	I	45.000,00	5.559,02	4.900,00	11,85%
007/2012	01/11/2012	A	1.840.000,00	204.217,34	145.607,00	28,70%
007/2012	01/11/2012	E	426.000,00	46.131,43	31.969,00	30,70%
007/2012	01/11/2012	F	341.000,00	37.043,36	30.890,00	16,61%
001/2013	10/05/2013	B	531.000,00	58.718,72	49.030,10	16,50%
001/2013	10/05/2013	C	528.000,00	58.594,09	45.725,00	21,96%
007/2013	14/11/2013	B	529.000,00	58.292,80	52.405,23	10,10%
001/2014	09/05/2014	B	855.000,00	102.161,43	92.531,00	9,43%
001/2014	09/05/2014	G	312.000,00	36.867,82	36.499,00	1,00%
TOTAL			13.057.454,75	1.601.747,77	1.235.868,43	22,84%

Fonte: ANEEL - Editais e Resultados dos Leilões de Transmissão

Ao administrar grande carteira de concessões da Abengoa no Brasil, principalmente no segmento de transmissão, em que se constatou deságio médio de aproximadamente 23% da RAP definida em edital, a empresa incorreu em níveis elevados de alavancagem, e em 2015 ingressou com pedido de recuperação judicial, junto ao Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro, distribuído à 6ª. Vara Empresarial, conforme divulgado em diversos meios de comunicação².

Como disponível no site da Abengoa, constam em Construção 11 projetos de transmissão, dentre eles, Linhas de Transmissão que interligará a usina hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu (PA) ao Nordeste, veja abaixo:

² <http://www.valor.com.br/empresas/4416012/abengoa-entra-com-pedido-de-recuperacao-judicial-no-brasil>

Figura 7: Projetos em Construção Decorrentes das Participações da Abengoa nos Leilões de Transmissão

Projetos em Construção									
Ano	NE	nome	Início do Projeto	km linha	n SE	Duração Obra	OP Comercial (Aneel)	UF	
2012	6237	ATE XVI	mar/15	1850	6	18 meses	fev/16	Tocantins, Maranhão, Piauí, Bahia	
2012	1500	ATE XVII	fev/15	328	2	12 meses	fev/16	Ceará, Paraíba, Rio Grande do Norte	
2012	1400	ATE XVIII	mar/15	390	2	14 meses	ago/15	Minas Gerais	
2013	1740	ATE XIX	ago/15	630	3	14 meses	ago/16	Piauí, Pernambuco, Ceará	
2013	3000	ATE XX	out/15	544	3	12 meses	ago/16	Maranhão, Piauí, Ceará	
2013	5300	ATE XXI	out/15	1821	4	12 meses	ago/16	Tocantins, Para	
2013	1536	ATE XXII	mai/15	378	2	18 meses	fev/17	Minas Gerais, São Paulo	
2014	1700	ATE XXIII	out/15 – SE ago/16 – LT	230	4	26 meses	set/16 – SE fev/18 – LT	Pará e Amazonas	
2014	1757	ATE XXIV	ago/15	134	3	18 meses	ago/17	Pará	
2014	140	Sinobras	jul/14	13	2	10 meses	abr/15	Marabá	
2013	500	HZNM	ago/13	0	0	22 meses	ago/15	Manaus	
total				6318					

Fonte: Abengoa. Apresentação Corporativa disponível no site: <http://www.abengoabrasil.com/export/sites/abengoa-brasil/content/galleries/downloads/presentacion-corporativa-pt.pdf>. Acesso em 06.02.16

Enfim, alguns agentes que tiveram participação expressiva no setor, estão ausentes por diversas razões, alguns deles por estarem sob investigações, especialmente na operação Lava Jato. A Operação Lava Jato foi deflagrada para investigar intercorrências na Petrobrás e atingiu instituições que também já participaram do Setor Elétrico, tais como: Camargo Correa, Engevix e Andrade Gutierrez. Outros encontram-se ausentes por insolvência, outros por falta de atratividade. Instituições que tiveram atuação importante nos Leilões nos últimos 15 anos, vem manifestando espontaneamente o interesse em deixar o Setor de Transmissão, como por exemplo a J. Malucelli e o Fundo Caixa Milão, cujo principal cotista é o grupo J&F.

Em síntese, cerca de 16% instituições deixaram de participar ativamente dos Leilões nos últimos anos, as quais ao longo dos últimos 15 anos tiveram participação em torno de 22% dos investimentos do período. Em parte, a falta de apetite dos agentes nos leilões a partir de 2013 deve-se possivelmente à baixa rentabilidade oferecida, riscos incompatíveis com a tarifa, morosidade nos licenciamentos ambientais, acesso à financiamentos, ou a decisões individuais e específicas de cada um dos agentes. Não se pretende neste estudo esgotar tal assunto.

Ademais, o baixo resultado nos leilões, principalmente nos dois últimos anos, deve-se também à falta de caixa para as transmissoras atingidas pela antecipação da Renovação das

Concessões de Transmissão, em decorrência dos efeitos da Medida Provisória 579/2012 e de instrumentos dela decorrentes, bem como do risco regulatório patente na percepção dos potenciais investidores. Em parte, o risco mencionado se deve às indefinições quanto às Indenizações dos ativos não depreciados e/ou amortizados em 31/12/2012. Por exemplo, Indenização da RBNI (ativos que entraram em operação a partir de maio/2000), cujo valor da indenização foi estabelecido até a renovação da concessão, incorreu em atrasos e também em revisão da metodologia de cálculo do parcelamento.

Outro aspecto relevante trata-se da incertezas presentes nas Indenizações de RBSE (ativos que entraram em operação antes de maio/2000 e que tiveram também melhorias após tal data), tanto no que tange ao valor (que depende de Laudos de Avaliações emitidos por instituições credenciadas junto à ANEEL, mas que se encontram, em alguns casos, ainda em discussão, haja vista o não reconhecimento da Agência em relação a alguns valores indicados pela Avaliadora credenciada), quanto à forma de pagamento, critérios de correção/remuneração, tributação e quando efetivamente ocorrerá, ou seja, quando efetivamente ingressará no caixa das transmissoras.

Como se pode observar a expansão da transmissão via licitações (leilões) pode ser avaliado como sucesso, se considerado o número de concorrente por lote e, a quantidade de lotes arrematados até 2012. Porém, quando se avalia pela perspectiva dos resultados no período de 2013 a 2015, em que foram arrematados apenas 50% dos lotes leiloados e, sob a ótica da continuidade dos agentes concessionários, observa-se concentração em duas grandes transmissoras internacionais, das quais uma encontra-se em processo de recuperação judicial, e quantidade expressiva de alienações de participação em sociedades concessionárias, bem como a evasão de vários *players*.

Assim, um dos desafios do setor será a implantação dos empreendimentos previstos no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) até 2024, em que é previsto um aumento em torno de 70% de linhas de transmissão e, mais de 60% de aumento de capacidade de transformação, considerado o parque existente atual. Assim, se observada a atratividade dos leilões dos últimos três anos, serão necessários ajustes para torna-los mais atrativos e, ao mesmo tempo, criar condições para que os agentes, em especial aqueles que tiveram atuação reduzida em decorrência de regras de contingenciamento de crédito, a exemplo as estatais estaduais, voltem ao mercado com maior expressão para que seja possível a efetivação dos empreendimentos previstos no PDE 2024, em que consta projetado investimentos médios anuais da ordem R\$ 7 bilhões.

No próximo tópico será melhor detalhado a expansão da transmissão, em consonância com o planejamento fixado no PDE 2024, expondo tanto o volume quanto a importância de tais projetos. Tratam-se de obras imprescindíveis para transporte de energia decorrentes de aproveitamentos hidrelétricos, concentrados no norte do país, ainda a serem construídos, ao centro de carga, bem como interligações entre submercados, e estrutura para aproveitamento de fontes ainda em desenvolvimento, como por exemplo a solar, que poderá ser instalada próximo à carga, mas que inevitavelmente exigirá maior robustez do sistema, uma vez que se trata de energia com perfil diferenciado, tal como a eólica, é intermitente.

2.3 Projeções da Expansão da Transmissão sob a Ótica do PDE - 2024

Neste tópico se busca demonstrar a demanda prevista em termos de expansão da transmissão, via documento oficial utilizado pelo setor elétrico, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2024, divulgado pelo Ministério das Minas e Energia, em dezembro de 2015, observando-se as premissas utilizadas na elaboração do referido documento para o período de 2015 a 2024, as quais impactam diretamente na projeção da expansão para atendimento à demanda então prevista.

Dentre diversas premissas macroeconômicas e relativizações para projeção da expansão de energia elétrica, conforme PDE 2015-2024, restou patente um alinhamento entre a produção e a distribuição de eletricidade ao ritmo da indústria, que por sua vez está relacionado com o crescimento do PIB. Neste aspecto, o PIB Nacional está projetado para o período de 2015 a 2019, crescimento médio anual de 1,8%, enquanto para o período de 2020 a 2024, crescimento médio anual de 4,5% aa, conforme replicado abaixo na Figura 13:

Figura 8: Premissas de Crescimento de Nível de Atividade – PDE 2024

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2004-2008	2009-2013	2015-2019	2020-2024
PIB mundial (% a.a.)	4,9	3,2	3,8	3,8
Comércio mundial (% a.a.)	7,7	2,8	4,8	5,1
PIB nacional (% a.a.)	4,8	2,6	1,8	4,5

Fontes: IBGE e FMI (dados históricos) e EPE (projeções).

Para tanto, foi considerado que a projeção de crescimento de Eletricidade, será em média de 3% ao ano no período de 2014 a 2019 e no quinquênio seguinte será de 5,1% ao ano, em média, sendo que, no próximo decênio, o que implica em um crescimento médio anual de 4,1% ao ano (FIGURA 14).

Figura 9: Projeções de Crescimento de Consumo de Energia Elétrica – PDE 2024

Discriminação	2015		2019		2024		2014-2019	2019-2024	2014-2024
	mil tep	Participação relativa (%)	mil tep	Participação relativa (%)	mil tep	Participação relativa (%)	Variação (% a.a.)		
Eletricidade	45.173	17,0	53.015	17,6	68.014	19,2	3,0	5,1	4,1

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE (2015-2024)

Em termos de fatores macroeconômicos, o PDE contemplou os efeitos da desvalorização cambial e do fraco desempenho da indústria brasileira³. Somente a indústria automotiva havia recuado 16,1% no ano, revelando a necessidade de ajustes macroeconômicos para a retomada da estabilidade econômica e da confiança dos agentes para aumentar o consumo e o investimento no país. Observou ainda a limitação da economia decorrente de fatores estruturais, como gargalos de infraestrutura, e a conseqüente limitação da competitividade da indústria e ganhos de produtividade da economia.

Ponderou-se ainda a mudança do perfil do comércio internacional, com redução de crescimento da China e de outros países em desenvolvimento e, de outra parte, a recuperação de economias desenvolvidas.

Em relação ao cenário setorial, o PDE foi elaborado a partir de análises qualitativas focadas nos setores de interesse energético em consonância com a macroeconomia e consistência intersetorial, em que se previu crescentes investimentos em infraestrutura, facilitados, inclusive, por Parcerias Público-Privadas. Também se fundamentou no plano de longo prazo do planejamento energético adotado pela EPE, sendo que o planejamento da transmissão em caráter regional, contou também com Grupos de Estudos de Transmissão Regionais (GET), vinculados à EPE, com a colaboração das concessionárias de transmissão e distribuição, as quais possuem grande conhecimento de suas respectivas áreas de atuação.

Em termos de energia elétrica, foram utilizadas premissas de eficiência energética e de expansão dos segmentos industriais eletro-intensivos, tais como celulose, petroquímica e

³ Neste tópico especificamente, até março de 2015 a produção industrial havia recuado 5,9% no ano.

alumínio primário. A projeção contemplou a interligação de Macapá em 2015 e de Boavista em 2017. Abaixo podem ser vistos outros critérios também fundamentais no que tange às considerações do PDE sobre a Expansão da Transmissão:

A Rede Básica de transmissão do SIN, que compreende as tensões de 230 kV a 750 kV, tem como principais funções:

- a transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- a integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede;
- a interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; e
- a integração energética com os países vizinhos.

De 2015 para 2024, o PDE prevê um aumento no SIN de 65.236 MW de carga média para 94.548 MW, o que representa um aumento de 45% no período. Além do crescimento na carga média, observa-se também um aumento significativo da Carga de Demanda Instantânea, saindo de 87.225 MW, em 2015, para 125.029 MW em 2024. Em síntese, o sistema precisa estar adequado para o atendimento da carga média e deve ter capacidade para atendimento em pelo menos 34% a mais em horários de picos na demanda.

Tabela 2: Projeção por Região de Aumento de Carga de Demanda Instantânea MW – PDE 2024

Subsistema	2015		2019		2024	
	Carga MW médio	Carga de Demanda Instantânea MW	Carga MW médio	Carga de Demanda Instantânea MW	Carga MW médio	Carga de Demanda Instantânea MW
Norte	5.323	6.222	6.253	7.492	8.655	10.237
Nordeste	10.109	12.913	11.693	14.993	15.182	19.340
Sudeste/CO	38.564	52.585	43.261	58.396	54.970	73.758
Sul	11.240	17.415	12.681	73.758	15.741	24.079
SIN	65.236	87.225	73.888	98.362	94.548	125.029

Fonte: PDE – 2024 (Tabelas 19 e 20)

Ademais, o Sistema de Transmissão deve estar preparado para as restrições observadas em cada subsistema, com aspectos relevantes para o adequado atendimento, tanto a carga quanto a geração/suprimento. Isso porque, como já mencionado, o Sistema Elétrico Brasileiro privilegiou o Sistema Integrado Nacional – SIN, de forma a adotar o melhor aproveitamento possível das fontes de energia, independentemente de sua disponibilidade em termos de localização geográfica. Neste aspecto, “as interligações permitem a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis nas regiões do país e também o escoamento da energia gerada distante dos centros de carga” (PDE, 2015-2024, p.).

Em momentos de baixa hidrologia, como o percebido em 2014 e 2015, torna-se ainda mais patente a importância da referida interligação entre tais subsistemas, devendo, portanto, a disponibilidade de capacidade da transmissão, particularmente entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Sul, atuarem como elemento fundamental para a adequada gestão dos reservatórios, por parte do ONS, das Usinas hidrelétricas. Veja a seguir principais obras previstas para interligação dos Subsistemas:

Figura 10: Principais Interligações Previstas no PDE-2024

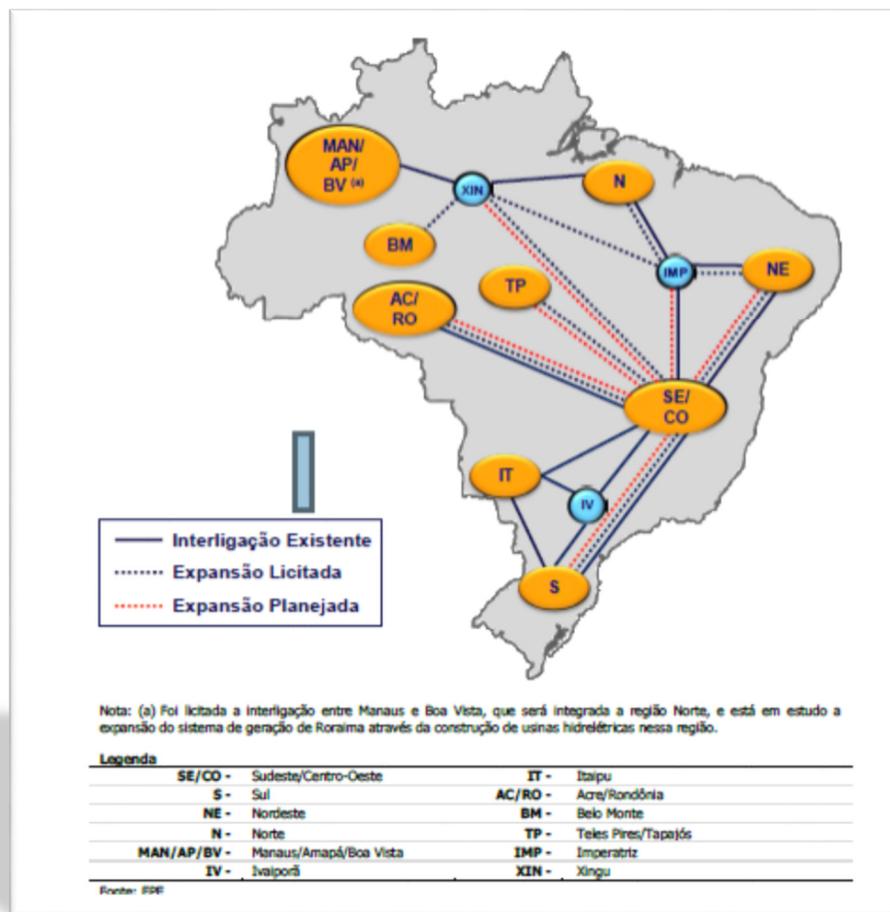
Ano	Interligação	Montante (MWmed)	Motivação
2015	T.PIRES->SE/CO	2.120	Previsão de entrada em operação da interligação para escoamento das usinas do rio Teles Pires
	AC/RO->SE/CO	150	Reforços para escoamento das usinas do rio Madeira
2016	IMP->SE/CO	1.051	Escoamento do excedente de energia da região Norte/Nordeste para a região Sudeste/Centro-Oeste e escoamento da energia proveniente das primeiras máquinas da UHE Belo Monte (entrada da 1ª máquina em abril de 2016).
	Exp. NE	3.000	
	Imp SE/CO via N/NE	5.350	
	AC/RO->SE/CO	874	Reforços para escoamento das usinas do rio Madeira
2017	Imp. Sul	836	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	AC/RO->SE/CO	682	Reforços no SF para escoar energia do hipolo do Madeira e reforços no sistema AC/RO para escoar máq adicionais de S. Antônio
2018	Imp. SE via N/NE	1.970	1º Bipolo de Corrente Contínua para escoamento da Usina de Belo Monte para SE/CO. Aumento da capacidade de escoamento das regiões N/NE para SE/CO.
	Imp. Sul	957	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	874	
	T.PIRES/TP->SE/CO	1.480	Reforços para escoamento das usinas da bacia do rio Teles Pires.
	AC/RO->SE/CO	129	Reforços para escoar Máq Adicionais S. Antônio
2019	Imp. Sul	983	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	1.269	
	Exp. SE via N/NE	5.720	2º Bipolo de Corrente Contínua para escoamento da Usina de Belo Monte para SE/CO. Aumento da interligação entre as regiões N/NE e SE/CO para otimização energética. Escoamento do excedente de energia da região NE.
	Imp. SE via N/NE	7.501	
2020	Imp. Sul	2.000	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	2.000	
	Exp. NE	6.000	Reforços entre as regiões NE e SE para otimização energética
	Imp. NE	5.100	
	Exp. SE via N/NE	3.730	Aumento da interligações entre as regiões N/NE e SE/CO
	Imp. SE via N/NE	6.000	
	AC/RO->SE/CO	700	

	Exp. SE via N/NE	4.600	Aumento da capacidade dos intercâmbios entre as regiões N/NE e SE/CO, com previsão de entrada no segundo semestre de 2021.
	Imp. SE via N/NE	8.120	
	T.PIRES/TP->SE/CO	2.000	Previsão de entrada em operação das usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós
2022	Imp. SE via N/NE	12.631	Ganho no primeiro semestre devido à ampliação prevista para o segundo semestre de 2021.
	T.PIRES/TP->SE/CO	2.000	Previsão de entrada em operação das usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós
2023	Imp. Sul	1.700	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	1.700	
	T.PIRES/TP->SE/CO	2.000	Previsão de entrada em operação das usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós
2024	T.PIRES/TP->SE/CO	2.200	Previsão de entrada em operação das usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós

Fonte: PDE -2024 (Tabela 45 - Principais expansões das interligações)

A Figura 16 contempla a representação esquemática para as interligações entre os subsistemas nacionais constante no PDE 2015-2024, cuja função seria principalmente maior confiabilidade do suprimento:

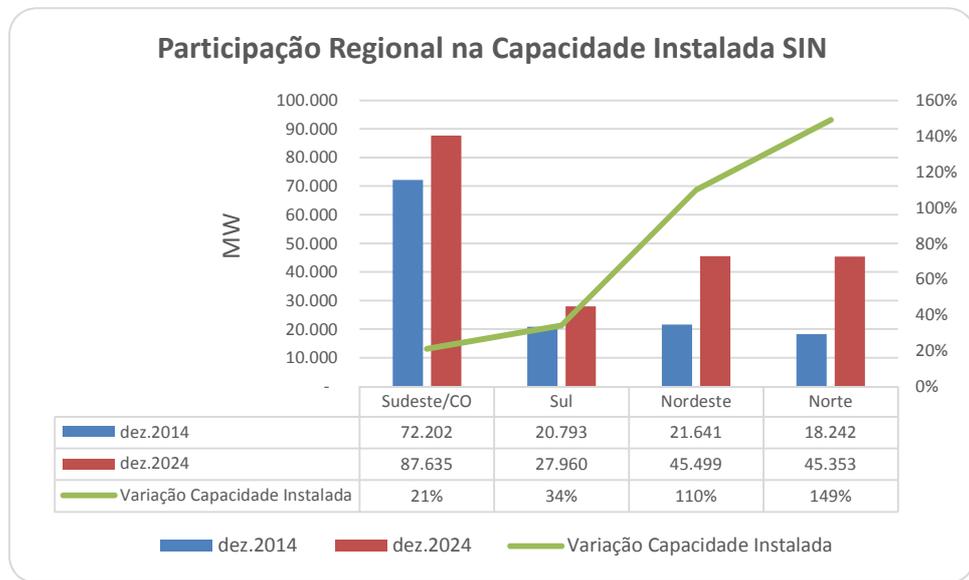
Figura 11: Representação Esquemática das Interligações Existentes, Expansão já Licitada e Expansão Planejada – PDE-2024



Fonte: PDE – 2024 (Figura 4)

Para melhor representar o quanto o SIN deverá crescer, principalmente em termos de Capacidade Instalada, pode-se ver a subdivisão por Participação Regional no Gráfico 5. Tal gráfico corrobora a afirmação de necessidade de robustez do sistema no que tange às interligações, visto que os maiores crescimentos de geração se encontram no Norte (149% em 10 anos) e no Nordeste (110% em 10 anos), enquanto que, em 2024, a soma da Carga média projetada para 2024 das regiões Sudeste/CO e Sul representa 75% do total do SIN.

Gráfico 5: Crescimento da Capacidade Instalada por Região – PDE-2024



Fonte: PDE-2024 (Gráfico 18)

Para a região Norte, a principal fonte prevista para o aumento supracitado é decorrente de Usinas Hidrelétricas, principalmente no Rio Tapajós, UHE São Luiz dos Tapajós em 2021, com potência instalada maior que 8 mil MW, e UHE Jatobá em 2023, com potência maior que 2 mil MW. Já para a região Nordeste, os aumentos deverão ocorrer em razão de expansão de plantas solares e parques eólicos (vocação que se consolidou nos últimos anos). A Figura 17, a seguir, mostra a previsão de Expansão de Hidrelétricas entre 2015 e 2024:

Figura 12: Projeção de Expansão de Hidrelétricas PDE-2024 – Concentração na Região Norte

Entrada em Operação		Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	UF
Ano ^(b)					
2015		UHE Teles Pires	Teles Pires	1.820	PA
		UHE Belo Monte ^(c)	Xingu	11.233	PA
2016		UHE Colider	Teles Pires	300	MT
		UHE Salto Apiacás	Apiacás	45	MT
		UHE São Roque	Canoas	135	SC
		UHE Cachoeira Caldeirão	Araguari	219	AP
2017		UHE Baixo Iguaçu	Iguaçu	350	PR
		UHE São Manoel	Teles Pires	700	PA
2018		UHE Sinop	Teles Pires	400	MT
		UHE Itaocara I	Paraíba do Sul	150	RJ
2021		UHE São Luiz do Tapajós ^(c)	Tapajós	8.040	PA
		UHE Tabajara	Jiparaná	350	RO
		UHE Apertados	Piquiri	139	PR
2022		UHE Foz Piquiri	Piquiri	93	PR
		UHE Telêmaco Borba	Tibagi	118	PR
		UHE Erclândia	Piquiri	87	PR
2023		UHE Comissário	Piquiri	140	PR
		UHE Paranhos	Chopim	67	PR
		UHE Jatobá	Tapajós	2.338	PA
2024		UHE Castanheira	Arinos	192	MT
		UHE Bem Querer	Branco	708	RR
		UHE Itapiranga	Uruguai	725	SC/RS
				28.349	

Notas: (a) Potência total do empreendimento, em MW. No caso de usinas cuja motorização total não ocorre dentro do ano indicado, esta potência não corresponde à potência incorporada no ano.
(b) Ano esperado de início da operação do empreendimento segundo acompanhamento do DMSE – reunião de abril de 2015.
(c) Potência do empreendimento é a soma das casas de força principal e complementar.

Fonte: EPE.

Fonte: PDE -2024 (Tabela 42)

Conforme se observa nos gráficos abaixo (FIGURA 18), são preponderantes os aumentos de Capacidade Instalada de Hidrelétricas em quase todo o período, com exceção de 2020 na região Norte e uma pequena parte no Sul. Por outro lado, em termos de Potência Instalada de Energia Termoeleétrica, deverá ocorrer aumento substancial na região Sudeste/CO, de 2021 a 2024, em 2019 na região Sul, e, de 2019 e 2020, na região Nordeste. A Região Nordeste deverá ser favorecida em todo o período por instalações decorrentes de fontes renováveis (eólica, solar, PCH e biomassa), o que também deverá ser observado na região Sudeste/CO e nas demais em menor quantidade. Vide réplica dos gráficos constantes no PDE (2015-2024):

Figura 13: Projeções de Aumento de Capacidade Instalada de Energias Provenientes de Fontes Renováveis



Figura 18.

Fonte: PDE 2024 (Gráficos 22, 23 e 25)

Para o adequado atendimento ao setor elétrico, o Sistema de Transmissão deverá crescer até 2024 em torno de 63%, sendo que, em termos de linha de transmissão, deverá ter um crescimento (em quilômetros de rede) em proporções semelhantes dentro de cada quinquênio, crescendo, ao todo, 68% no período. Já em termos de capacidade de transformação, deverá ocorrer um aumento mais significativo no primeiro quinquênio e, durante o período, deverá crescer 62% (TABELA 5).

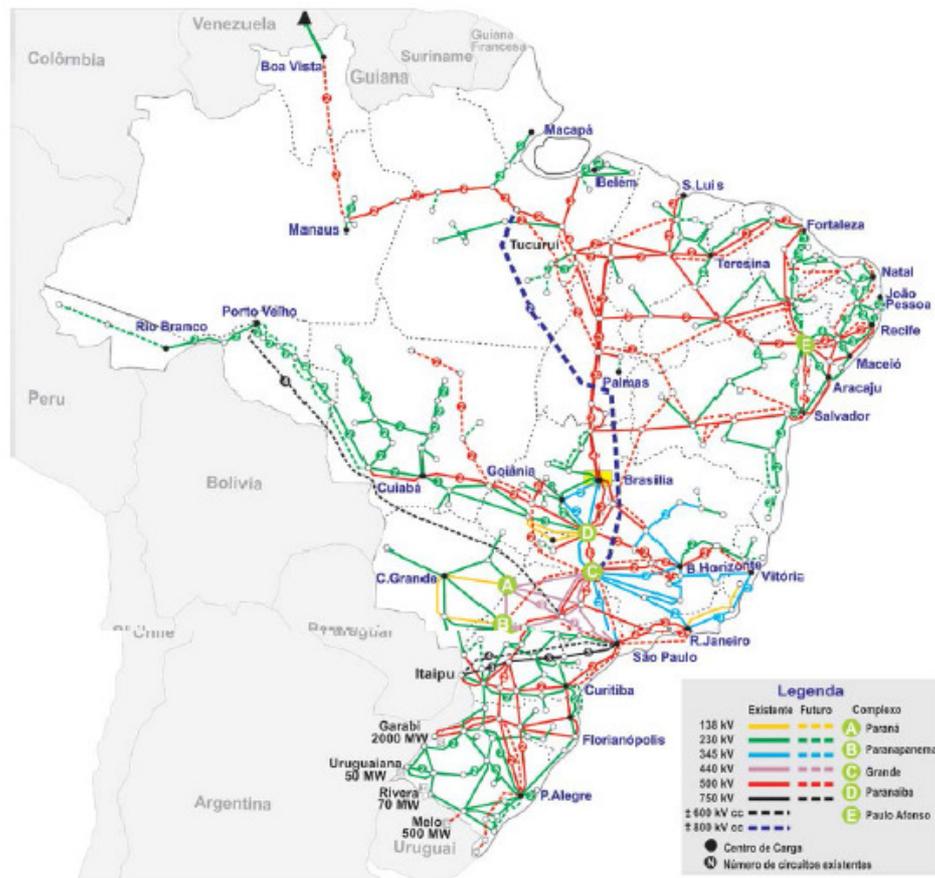
Tabela 3: Previsão da Expansão Física do Sistema de Transmissão – PDE-2024

	Linhas de Transmissão (KM)	Transformação (MVA)
Existente em 2014	125.833	305.618
Evolução 2015-2019	40.468	106.750
Evolução 2020-2024	45.315	81.409
Estimativa 2024	211.616	493.777

Fonte: PDE 2024 (Tabelas 99 e 100)

O PDE (2015-2024) prevê, exclusive o que já constava licitado, que serão requeridos investimentos da ordem de R\$ 69,4 bilhões, sendo cerca de R\$ 49,7 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 19,7 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Figura 14: Diagrama do Sistema Interligado Nacional – PDE 2024



Fonte: PDE-2024 (Figura 6)

Como se pode observar, tratam-se de montantes relevantes necessários à expansão então projetada pelo Poder Concedente nos próximos dez anos. Para que seja possível alcançar a expansão mencionada é necessário que, existam agentes interessados e que, adicionalmente, tenham capacidade de financiamento em condições compatíveis com os parâmetros dos Contratos de Concessões Ou seja, investidores com perfil de longo prazo e expectativa realística de rentabilidade, compatível com investimentos em infraestrutura em geral.

Até o final da década de 90 o financiamento foi tratado juntamente com a evolução histórica, quando se observou que houve um esforço no Banco de Desenvolvimento na década de 50, depois registrou-se um tempo em que a tarifa e os encargos setoriais também tiveram sua representatividade no financiamento dos investimentos.

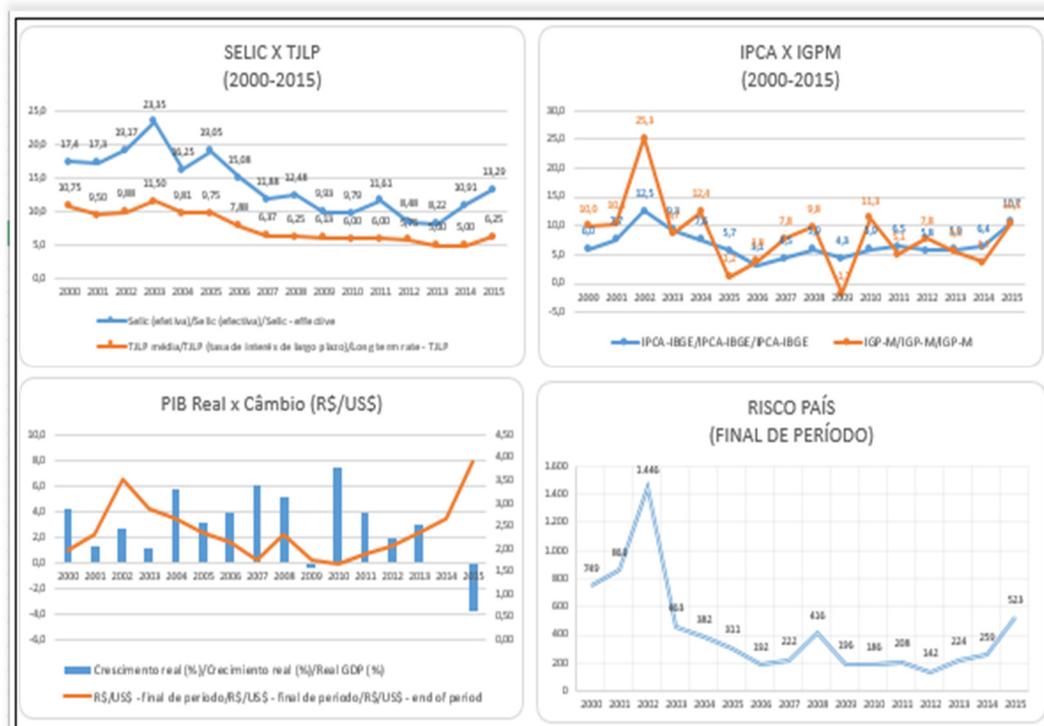
Com vistas a identificar possíveis fontes de financiamento para a demanda futura, serão avaliados, no próximo capítulo, as principais formas de financiamento por parte das empresas que participaram dos leilões nos últimos anos, justamente no período em que prevaleceu o contingenciamento de crédito para as empresas estatais.

3 FONTES DE FINANCIAMENTOS DISPONÍVEIS PARA O SETOR DE TRANSMISSÃO

Neste capítulo, serão tratadas as principais formas de financiamentos disponíveis para o Setor de Transmissão. Para tanto, o foco será trazer o histórico de operações para o setor, a partir do final da década de 1990.

Antes de discorrer efetivamente sobre as formas de financiamentos, é necessário expor sobre o cenário macroeconômico nos últimos 15 anos, em que se verificou forte instabilidade até 2002, quando houve eleição para Presidente da República e venceu um partido de oposição. Em seguida, até 2014, não obstante algumas crises financeiras internacionais, como a de 2008 e de 2011, pode-se inferir que no Brasil, a economia passou por um período relativamente estável, embora a volatilidade econômica tenha voltado a partir de 2013, quando a proximidade de eleições novamente se impôs sobre a economia nacional. Para melhor demonstrar tal cenário, segue painel com os principais indicadores nacionais:

Figura 15: Painel de Indicadores da Economia Nacional (2000-2015)



Fonte: SANTANDER - Projeções Macroeconômicas (22.fev.2016)

A Taxa de Juros de referência da economia brasileira, a SELIC, que na média, em 2013 esteve em 8,22% ao ano registrou em média 13,29% ao ano em 2015, o que representou um aumento de 62% neste curto período de tempo. A deterioração dos fundamentos macroeconômicos passou também pelos índices de inflação, sendo que o IPCA, índice oficial do governo, saltou mais de 80% (de 5,9% em 2013 para 10,7% em 2015). O câmbio se depreciou em mais de 67% (passou de R\$ 2,34 em 2013 para R\$ 3,90 em 2015) e, adicionalmente, o Risco País aumentou em mais de 133% (passando de 224 para 523 pontos EMBI+).

Tais condições, conjugadas ainda com o rebaixamento de *rating* do país pelas três principais Agências Internacionais de classificação de crédito (Moody's, Fitch e Standard and Poor's), tem prejudicado sobremaneira a oferta de crédito no país.

Após breve comentário sobre os fundamentos macroeconômicos nacionais no período em análise, passa-se à avaliação das operações de crédito concedidas pelo banco oficial de desenvolvimento econômico, BNDES, cujos parâmetros de custos são os referenciais para o custo de capital de terceiros contidos na tarifa que remunera os investimentos em transmissão.

3.1 Participação do BNDES nos Projetos de Transmissão

Conforme já mencionado, os investimentos em empreendimentos de Transmissão, seja na implantação de subestações ou em linhas de transmissão, demandam um montante de recurso relativamente elevado. Como em outros investimentos de infraestrutura, as concessões de transmissão possuem perfil de longo prazo, normalmente 30 anos, em decorrência do prazo então necessário para amortização do investimento. Dados aos parâmetros almejados, ou seja, menor tarifa possível para o consumidor, é necessário que o financiamento possua o menor custo e maior prazo possível para amortização.

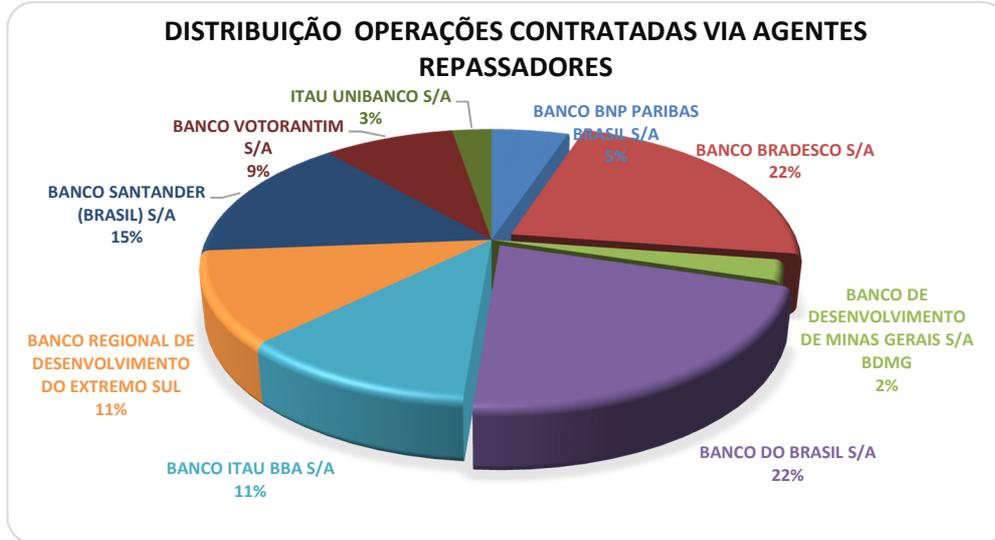
Neste sentido, o BNDES configurou como principal agente financiador do setor de transmissão, com significativa relevância no financiamento dos empreendimentos licitados após o final dos anos 1990.

Conforme disponibilizado no site do BNDES, para o Ramo/Gênero de Atividade "COMERCIO E SERVICOS/ELETRICIDADE E GÁS", no período de 2002 a 2015, foi disponibilizado/contratado o valor total de R\$ 183.779.800.580,66 (cento e oitenta e três bilhões, setecentos e setenta e nove milhões, oitocentos mil, quinhentos e oitenta reais e sessenta

e seis centavos). Tal valor contempla não somente o setor elétrico (geração, distribuição e transmissão, além dos demais envolvidos na cadeia produtiva), mas também operações que envolvem o setor de gás.

Considerando o foco deste trabalho, fez-se uma tabulação dos dados disponibilizados na planilha http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/BNDES_Transparente/Consulta_as_operacoes_do_BNDES/painel_consulta_diretas.html, especificamente para as operações destinadas aos financiamentos dos empreendimentos licitados no período de 2002-2015 e apurou-se que 88 Concessionárias de Transmissão receberam financiamentos para contratos de concessões oriundos de Leilões, totalizando R\$ 14,852 bilhões, dos quais, R\$ 13,6 bilhões foram através de contratações diretas junto ao BNDES e R\$ 1,250 através de operações indiretas.

Mais de 90% dos créditos ocorreram de forma direta, apenas 8,42% dos créditos foram cedidos via agentes repassadores, ou seja, banco credenciados junto ao BNDES. Os Agentes Repassadores se concentraram basicamente em oito instituições financeiras. O Banco do Brasil e o Banco Bradesco intermediaram contratações que somaram isoladamente em torno de R\$ 270 milhões. Em seguida, vem o Banco Santander, com contratações da ordem de R\$ 186 milhões; o grupo Itaú (Itaú BBA e Itaú Unibanco), em torno de R\$ 170 milhões; seguido pelo Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul, com R\$ 138 milhões; pelo Banco Votorantim, com R\$ 109; e pelo Banco BNP Paribas, BDMG, com operações que somaram menos de R\$ 100 milhões em todo o período (2002-2015). Demonstra-se a seguir gráfico que demonstra a participação de cada agente:

Gráfico 6: Agentes Repassadores das Operações Indiretas BNDES (2002-2015)

Fonte: BNDES (2015)

Em média, os prazos das operações analisadas foram de 9 a 14 anos para amortização, com prazo de carência de até 18 meses. Na maioria das operações, adotou-se juros pré-fixados, acrescidos de TJLP ou US\$/Cesta. Na Tabela 6 verifica-se o resumo dos parâmetros das Operações do BNDES para o Setor de Transmissão:

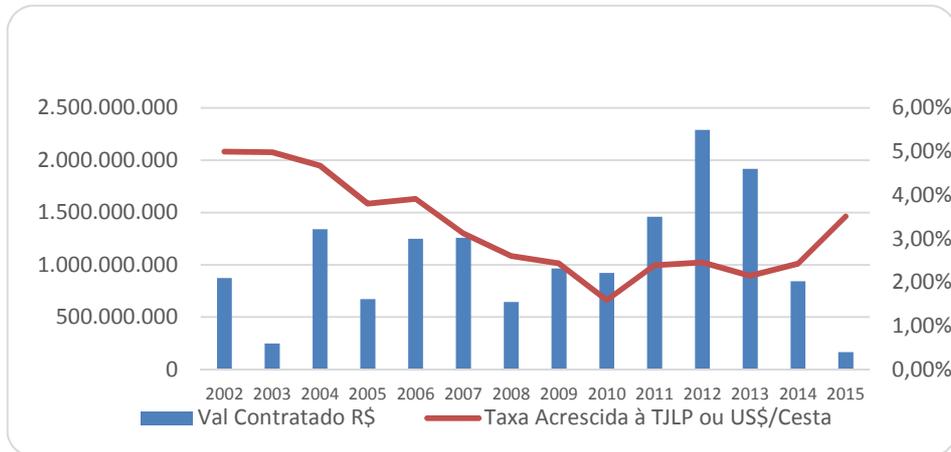
Tabela 4: Resumo dos Parâmetros das Operações Contratadas do BNDES – Setor de Transmissão (2002-2015)

Ano	Valor Contratado R\$	Taxa Fixa	Taxa Acrescida à TJLP ou US\$/Cesta	Prazo Médio Carência	Prazo Médio Amortização
2.002	874.600.090	13,00%	5,00%	16	144
2.003	248.686.593		4,98%	5	129
2.004	1.341.472.168		4,67%	10	133
2.005	670.432.609		3,80%	8	144
2.006	1.249.904.884		3,91%	4	141
2.007	1.259.147.800		3,12%	2	147
2.008	643.426.800		2,60%	7	163
2.009	965.919.218	4,50%	2,43%	8	135
2.010	923.349.769	5,24%	1,59%	18	105
2.011	1.461.067.146		2,39%	8	166
2.012	2.289.207.482	2,50%	2,45%	12	159
2.013	1.916.983.740	3,48%	2,15%	9	144
2.014	842.512.580	6,00%	2,42%	11	163
2.015	164.844.186		3,51%	13	171

Fonte: BNDES (2015)

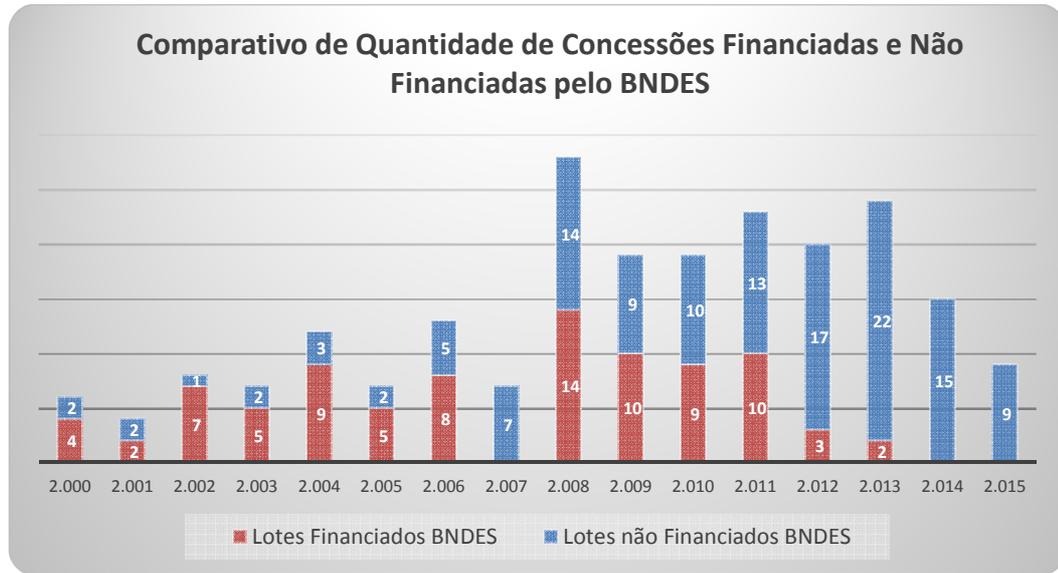
As taxas de juros/remunerações do BNDES eram maiores que 5% ao ano em 2002 e, até 2010, observou-se uma curva de redução acentuada, chegando à taxa média de 1,59% em 2010. Porém, em 2015, a taxa média anual já era da ordem de 3,51% (GRÁFICO 7).

Gráfico 7: Valores Contratados BNDES x Taxa Média Anual Acrescida à TJLP ou US\$/Cesta



Fonte: BNDES (2015)

O BNDES financiou aproximadamente 40% dos Contratos de Concessões de Transmissão decorrentes dos lotes arrematados dos leilões do período de 2000 a 2015. Observa-se que, para os empreendimentos licitados até 2006, o banco financiou em torno de 70% das Concessões decorrentes dos lotes arrematados, ou seja, de 57 Contratos de Concessão, financiou 40. Na sequência, para os empreendimentos licitados em 2007, não houve participação do BNDES. A partir de então, observou-se uma tendência de menor participação do banco, apurando-se para os empreendimentos licitados entre 2010 a 2014 uma participação de apenas 24%, ou seja, em apenas 24 Contratos de Concessão, frente aos 101 Lotes arrematados que culminaram em contratos de Concessões. Vide no Gráfico 8 a representação da participação do BNDES nos empreendimentos de transmissão licitados durante o período de 2000 a 2015:

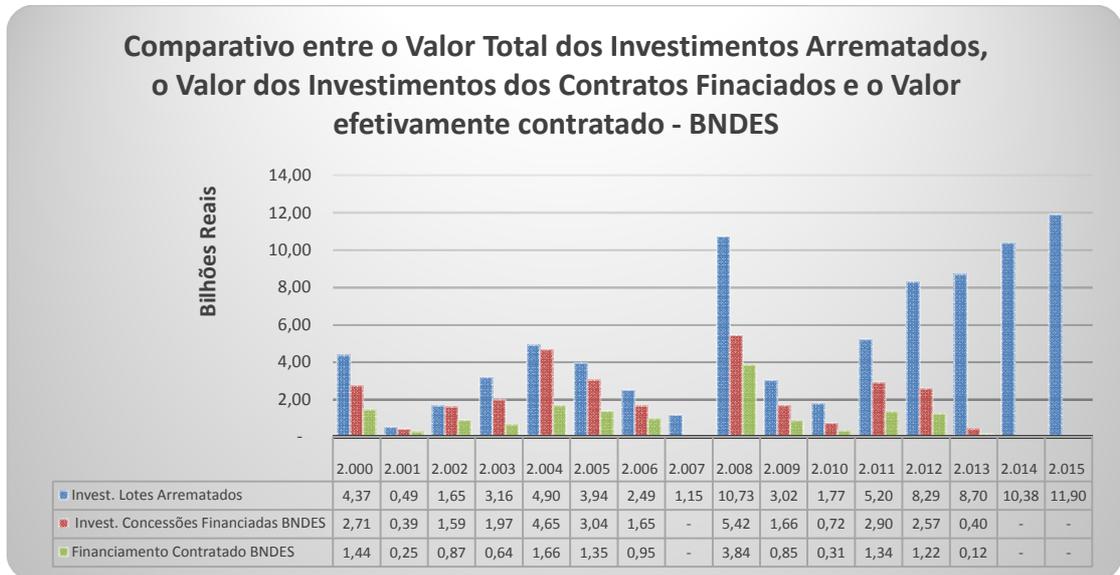
Gráfico 8: Quantidade de Concessões Financiadas pelo BNDES x Lotes Arrematados

Fonte: BNDES (2015) e Editais de Licitação e Contratos de Concessão de Transmissão – ANEEL

Em termos de valores efetivamente financiados pelo BNDES, observa-se que, para os 88 empreendimentos financiados, somou-se R\$ 14,85 bilhões efetivamente contratados. Tal valor representou aproximadamente 50% do valor de investimento previsto em edital ANEEL, para os mesmos 88 empreendimentos, da ordem R\$ 29,68 bilhões. O valor de investimento foi obtido por dedução a partir das garantias exigidas nos editais a partir de 2009 sendo que, para os editais anteriores a tal data, como os mesmos não apresentaram nenhuma informação que pudesse por inferência deduzir o valor do investimento, utilizou-se a razão entre RAP/Valores dos Investimentos de 2009.

Dado que o valor total dos investimentos dos empreendimentos licitados no período de 2000 a 2015 somaram R\$ 82,12 bilhões, verifica-se que o valor efetivamente contratado pelo BNDES, R\$ 14,85 bilhões, representou 18% do valor demandado pelo setor de transmissão no que tange a leilões, sem computar os investimentos realizados em melhorias e reforços dos ativos existentes. Vide no Gráfico 9, abaixo a demonstração dos valores dos investimentos licitados (apurados conforme critério já citado), valores dos investimentos dos contratos de concessões financiados pelo BNDES e o valor efetivamente financiado pelo banco:

Gráfico 9: Comparativo da Participação BNDES Contratos Financiados e Total dos Investimentos Lotes Arrematados



Fonte: BNDES (2015) e Editais de Licitação e Contratos de Concessão de Transmissão – ANEEL

O BNDES é um importante agente de financiador da expansão da transmissão, contudo, em decorrência da limitação de sua capacidade de *funding* e também do processo burocrático para as contratações, observa-se que as contratações, quando acontecem, não se encontram aderentes às necessidades dos Agentes. Isso porque o banco, em média, requer 24 meses para contratação e, por outro lado, conforme contratos de concessões, o prazo médio das operações financiadas é de 23 meses para início das operações. Ou seja, o banco normalmente consegue contratar após a data em que a obra já deveria estar operando e, conseqüentemente, depois de os fornecedores de materiais e serviços, inclusive comissionamento, já tivessem sido pagos.

Em parte, o extenso prazo para contratação se deve ao cumprimento das fases requeridas para análise por parte do Banco. Possivelmente um aspecto que interfere no prazo é a questão do licenciamento ambiental, pré-requisito para a fase de análise, isso porque o risco do licenciamento, que em primeira instância está na responsabilidade do concessionário, seria também absorvido pelo agente financiador. Para melhor compreensão do processo de financiamento junto ao BNDES, segue descrição das principais etapas envolvidas em uma operação de crédito junto ao banco:

a) Enquadramento: nesta etapa o interessado envia ofício ao banco solicitando enquadramento. O banco realiza análise técnica preliminar e verifica aderência do projeto às Políticas Operacionais e de Crédito do BNDES. Nesta fase são examinados além dos aspectos gerais do projeto, questões específicas do proponente, tais como: capacidade gerencial, análise

cadastral e de risco de crédito, atendimento às normas ambientais, histórico de relacionamento com o BNDES, entre outros aspectos. Após atendidas todas as solicitações, o Banco emite ofício sobre o enquadramento em 30 dias;

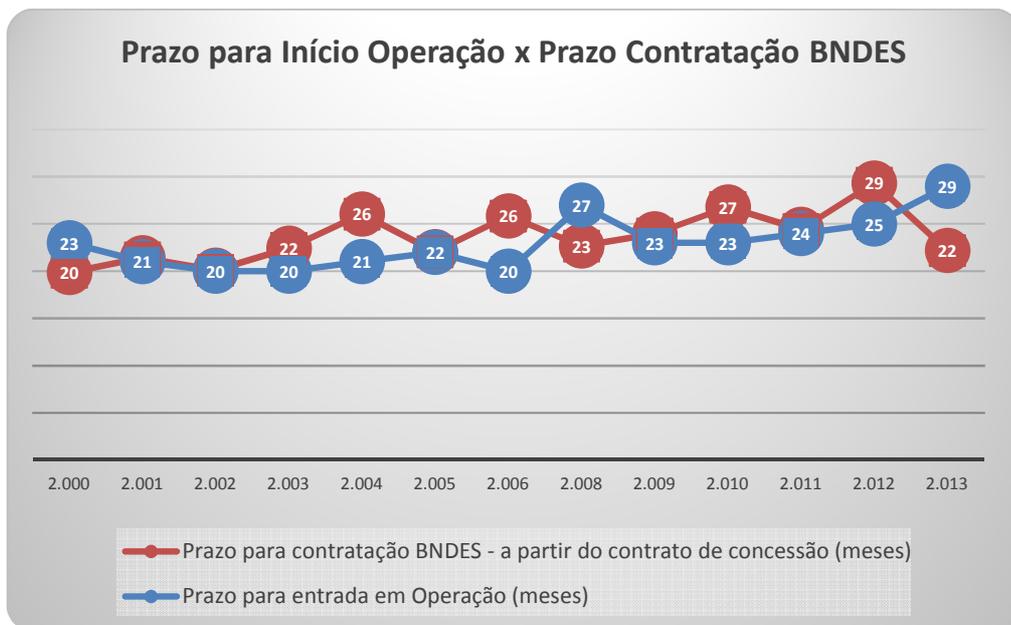
b) Análise: nesta etapa o banco realiza uma análise detalhada do projeto, inclusive de viabilidade econômico-financeira, classificação de risco de crédito, avaliação das garantias, análise jurídica, regularidades fiscais e previdenciárias, bem como cumprimento da legislação ambiental. Tal fase tem prazo estimado em aproximadamente 210 dias;

c) Contratação: etapa em que são verificadas todas as condições precedentes aprovadas pela diretoria do banco e se formaliza o contrato de financiamento e;

d) Desembolso: quando os recursos do financiamento são efetivamente disponibilizados pelo banco ao concessionário, de acordo com a evolução física e financeira do projeto.

Conforme pode ser observado no Gráfico 10, abaixo, apenas em três anos (2000, 2008 e 2013) do período compreendido entre 2000 e 2015, o banco contratou em prazo médio inferior ao prazo médio para entrada em operação definida nos Contratos de Concessões:

Gráfico 10: Prazo de Contratação BNDES x Prazo para Início de Operação, conforme Contrato de Concessão



Fonte: BNDES (2015) e Editais de Licitação e Contratos de Concessão de Transmissão – ANEEL

Uma possível solução para eliminar essa dificuldade seria a contratação do financiamento logo após a assinatura do Contrato de Concessão, com a inclusão de Cláusula Condicionante no contrato de financiamento, de forma a eliminar o risco do agente financeiro no que tange ao licenciamento ambiental, de forma que os desembolsos fossem liberados imediatamente após as liberações do licenciamento, o que então eliminaria o prazo destinado à própria contratação, percorrida toda a parte de entendimentos sobre os parâmetros da operação, tais como garantias, custos e outros aspectos envolvidos na contratação.

Outro aspecto importante a ressaltar é que no Brasil não são praticadas operações de *Project Finance* puro, uma vez que a demanda pelo desembolso do recurso ocorre durante a construção do empreendimento e que os recebíveis começam a performar depois que o empreendimento entra em operação. Nesse interim, normalmente são exigidas garantias adicionais e, ultimamente, o BNDES tem exigido Fianças Bancárias.

A exigência de Fiança Bancária como garantia de operações de longo prazo torna a operação demasiadamente cara e burocrática para o tomador. Burocrática porque é necessário passar novamente pelo processo de avaliação de crédito na outra instituição, como se fosse liberar o próprio recurso; e cara porque a instituição financeira que está afiançando cobra taxa compatível com os riscos assumidos, argumentando que lhe interessa a operação que traz rentabilidade e não apenas o risco, entendido então pelos mesmos como a parte “ruim”. Ademais, são exigidas contra garantias que oneram ainda mais a operação, tais como aplicações financeiras, trava de ativos, etc.

Para finalizar este tópico, interessa resgatar a estrutura então existente até o final da década de 1990, de forma a comparar se os agentes de transmissão importantes naquele momento se encontram ativos e se os mesmos têm tido acesso às linhas de financiamentos do BNDES para o setor. Neste sentido, observa-se que, de nove agentes atuantes (Cteep, Furnas, Chesf, Eletrosul, Eletronorte, Copel, Cemig, CELG e CEEE), apenas três (Copel, Eletronorte e Eletrosul) conseguiram operações junto ao BNDES para financiar projetos decorrentes de leilão, conforme demonstra-se em Tabela 7 abaixo:

Tabela 5: Operações Liberadas pelo BNDES às Concessionárias Tradicionais (existentes no final da década de 90 e ativas até 2015)

Cliente	Contrato	Data da Contratação	Contrato Concessão	Data Contrato	Leilão	Lote	Valor Total Contratado BNDES	Investimento Total Previsto (Edital)	% Financ.
COPEL GERACAO E TRANSMISSAO S.A.	11209521	16/12/2011	027/2009	19/11/2009	001/2009	j	44.722.859	93.000.000	48,09%
	13210331	03/12/2013	015/2010	06/10/2010	001/2010	l	17.643.994	44.000.000	40,10%
CENTRAIS ELETRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	09213551	29/12/2009	002/2009	28/01/2009	006/2008	B	47.530.999	60.557.950	78,49%
	11213181	01/03/2012	022/2009	19/11/2009	001/2009	D	137.999.999	210.000.000	65,71%
	13206721	27/12/2013	014/2012	07/05/2012	002/2012	C	35.010.999	65.000.000	53,86%
	13206731	27/12/2013	012/2011	09/12/2011	004/2011	B	30.999.999	58.000.000	53,45%
	13206761	27/12/2013	013/2011	09/12/2011	004/2011	C	10.000.000	23.000.000	43,48%
ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	05205011	05/08/2005	004/2004	18/02/2004	001/2003	B	170.028.999	629.633.570	27,00%
	06200571	24/05/2006	010/2005	04/03/2005	001/2004	K	203.179.750	512.592.360	39,64%
	14210251	31/08/2015	007/2014	29/01/2014	007/2013	i	21.822.861,31	222.000.000,00	9,83%

Fonte: BNDES (2015)

Finalmente, além da questão inerente ao tema proposto, que em síntese é “como se dará a expansão do sistema, quais agentes e fontes de financiamentos”, deixa se aqui uma interrogação: Porque os agentes, que então foram responsáveis pela expansão do sistema de transmissão até o final da década de 1990, não atuam de forma tão expressiva nos leilões e qual a razão de não terem acessado de forma efetiva os recursos do BNDES? Ademais, seria justamente o não acesso a tais recursos que inibiria a participação deles de forma mais efetiva nos leilões de transmissão.

A resposta e solução para certamente envolve articulação de ordem bastante ampla, contudo, não se pode refutar que o contingenciamento de crédito determinado pela Resolução 2.827/2001 tem sido uma barreira inclusive para o próprio BNDES, na medida em que seu jurídico realmente exige o descontingenciamento de crédito e de garantias, o que ocorre via deliberações do Conselho Monetário Nacional, o qual sofre influências políticas.

Tais influências políticas podem ser observadas nas diversas Resoluções emitidas para emenda da 2.827/2001, como por exemplo até 2010 em que havia ajustes de limites para empresas do Grupo Eletrobrás, que em 2010 viria a ser extinta sua obrigação de enquadramento no limite de crédito, ou seja, as empresas do Grupo Eletrobrás deixariam de ser alcançadas pela Resolução 2.827. Também demonstram tais influências as excepcionalidades estabelecidas em decorrência do Programa de Aceleração do Crescimento – PAC, bem como para a execução de obras para atendimento da Copa do Mundo, dentre outras.

3.2 Outros Instrumentos para Captação de Recursos

Além do mercado financeiro outra fonte de financiamento para infraestrutura poderia ser o mercado de capitais. Porém, no Brasil tal mercado ainda é relativamente pouco desenvolvido, cujos principais atores são os fundos de pensão, os quais definem seus investimentos conforme regulamento instituído pela Susep e também de ordem interna.

Dada a demanda por recursos financeiros para implantação de projetos de infraestrutura, ao tempo que se observa a dificuldade do BNDES em prover fundos para financiar tais projetos e o baixo desempenho do mercado de capitais, foi empreendido um esforço para uma regulamentação mais benéfica aos investidores de perfil de longo prazo.

Assim, foi editada em 2011 a Lei 12.431/2011, que estabeleceu regime tributário diferenciado para ativos e instrumentos destinados ao financiamento de investimento de longo prazo e para facilitar a captação de recursos, ampliando o acesso das empresas ao mercado de capitais, através da emissão de Debêntures e implantação de FIDCs, por exemplo.

Tal instrumento prevê, para beneficiário residente ou domiciliado no exterior, alíquota zero sobre rendimentos em aplicações de títulos ou valores mobiliários adquiridos a partir de janeiro de 2011, objeto de distribuição pública de emissão de pessoas jurídicas não classificadas como instituições financeiras, ou ainda em fundos de investimentos de direitos creditórios constituídos sob a forma de condomínio fechado, regulamentados pela CVM, cujo originador ou cedente não seja instituição financeira.

O referido instrumento também privilegiou títulos emitidos por sociedades de propósito específico, constituída sob a forma de sociedade por ações, cujos recursos sejam destinados a projetos de investimentos na área de infraestrutura, cuja alíquota incidente sobre rendimentos para pessoa física é zero e, 15% para pessoa jurídica.

A legislação vem sofrendo adaptações buscando a atratividade e desburocratização para que ao mesmo tempo promova uma dinâmica maior ao mercado de capitais e, passe a ser fonte de financiamento para projetos de infraestrutura. Veja síntese de tais benefícios na Figura 21, a seguir:

Figura 16: Incentivos Fiscais Operações de Longo Prazo - Lei 12.431/2011

TRATAMENTO DIFERENCIADO	
Pessoas Físicas Residentes	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Debêntures de SPE, CRI e FDIC fechados incentivados e Fundos com 85% de Debêntures de SPE incentivadas ou FIC com 95% de cotas destes Fundos²: Alíquota zero; ▶ Ganhos auferidos na alienação de quotas de FIP-IE e FIP-PD&I: Alíquota zero; ▶ Rendimentos no resgate de quotas e ganhos na alienação/amortização de quotas de FIP-IE e FIP-PD&I: Isentos; ▶ Remuneração produzida por LH, CRI e LCI; CDA, WA, CDCA, LCA, CRA e CPR3: Isentos; ▶ Rendimentos auferidos em contas de depósitos de poupança: Isentos; ▶ Ganhos líquidos auferidos no mercado à vista de ações e com ouro ativo financeiro, cujo valor das alienações seja igual ou inferior a R\$ 20 mil por mês: Isentos; ▶ Rendimentos distribuídos pelos Fundos de Investimento Imobiliários, observadas determinadas condições⁴: Isentos.
Pessoas Jurídicas Residentes	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Debêntures de SPE, CRI e FDIC fechados incentivados e fundos com 85% de Debêntures incentivadas ou FIC-FI com 95% de cotas destes Fundos²: 15%; ▶ Rendimentos no resgate de quotas e ganhos líquidos na alienação de quotas de FIP-IE e FIP-PD&I: 15%.
Não residentes ⁵	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Ganhos de capital⁶ (resultados positivos auferidos nas operações realizadas em Bolsas de Valores, de Mercadorias, de Futuros e semelhantes): Isentos; ▶ Rendimentos⁶ de títulos públicos federais e fundos de investimentos exclusivos para investidores não-residentes com, no mínimo, 98% de seus recursos aplicados nesses títulos: Alíquota zero; ▶ Rendimentos⁶ auferidos nas aplicações em FIP, FIC-FIP e FIEE⁷: Alíquota zero; ▶ Rendimentos⁶ produzidos por títulos ou valores mobiliários privados incentivados, inclusive FIDC fechados, observadas condições da Lei nº 12.431 e regulamentação complementar⁸, e fundos que tenham 98% de seus recursos aplicados nesses títulos: Alíquota zero; ▶ Rendimentos produzidos por fundos de investimento que apliquem seus recursos exclusivamente em depósitos à vista de ativos sujeitos à isenção de IR ou tributados à alíquota zero para não residentes⁹: Isento; ▶ Rendimentos de fundos com 85% de Debêntures incentivadas ou FIC-FI com 95% de cotas desses Fundos: Alíquota zero; ▶ Fundos de Investimento em Ações, operações de swap, registradas ou não em Bolsa, e operações nos mercados de liquidação futura, fora de bolsa: 10%; ▶ Demais casos, inclusive aplicações financeiras de renda fixa: 15%.

Fonte: ANBIMA. Disponível em http://www.anbima.com.br/informe_legislacao/arqs/tabelaIR.pdf

A referida Lei estabelece ainda parâmetros quanto à remuneração, prazo dos títulos, dentre outros. Destaca-se entre eles que os títulos ou valores mobiliários devem ser remunerados por taxa de juros pré-fixada, vinculada a índice de preço ou Taxa Referencial – TR, e o prazo médio ponderado deve ser superior a 4 anos. Além disso, é determinada a efetiva alocação do recurso ao projeto de investimento autorizado, sendo estabelecida multa de a 20% (vinte por cento) do valor captado em caso de desvio de recurso, conforme no § 5º do Art. 2º.

O Decreto no. 7.603/2011, que regulamentou a Lei supra, consignou como prioritários, dentre outros, os projetos de investimento na área de infraestrutura (art. 2º.), aqueles vinculados além de logística e transporte; mobilidade urbana; telecomunicações; radiodifusão; irrigação e aqueles vinculados à ENERGIA.

Adicionalmente, o Decreto previu que os projetos prioritários devem ser geridos e implementados por sociedade de propósito específico - SPE, que podem assumir a forma de companhia aberta, com valores mobiliários admitidos na negociação no mercado. Ademais, a

SPE interessada na implementação dos projetos deve submetê-los à aprovação do Ministério setorial responsável, o qual será responsável pela emissão de Portaria para aqueles projetos considerados prioritários.

Conforme disponibilizado pela ANBIMA, apenas dez agentes, com projetos licitados (após Portarias emitidas pelo Ministério de Minas e Energia) negociaram Debêntures (conhecida como Debênture de Infraestrutura ou Debênture Incentivada). Destes dez, sete também contrataram recursos junto ao BNDES, os quais somaram R\$ 1,087 bilhões, que representaram apenas 17% do montante necessário para o investimento, conforme editais. Veja a seguir na Tabela os projetos com Debêntures negociadas:

Tabela 6: Operações de Crédito de Longo Prazo para Projetos de Transmissão Formalizadas no Âmbito da Lei 12.431/2011

Portarias Autorizativas - MME			Emissões										Informações Edital Leilão ANEEL			Prazo
Data da Portaria	Nº da portaria	Titular	Data de emissão	Início de distribuição	Distribuição	Código do Ativo	Série Isenta	Volume (R\$ MM)		Data de vencimento	Remuneração	Taxa de emissão	Leilão	Lote	Investimentos Edital	
								Total	12.431							
26/06/2012	386	Linhas de Transmissão de Montes Claros S	15/08/2012	27/09/2012	ICVM 476	LTMC12	1	25,0	25,0	15/04/2029	IPCA	8,8	005/2009	B	225	17
05/03/2013	81	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	18/03/2013	18/03/2013	ICVM 476	IEMD12	1	350,0	350,0	18/03/2025	IPCA	5,5	007/2008	D e F	2.662	12
17/05/2013	156	Jauru Transmissora de Energia S.A.	15/06/2013	25/11/2013	ICVM 476	JOUR12	1	39,0	39,0	15/12/2030	IPCA	8,0	005/2006	A	510	17
06/06/2013	188	Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	15/09/2013	21/10/2013	ICVM 476	NRTB11	2	200,0	100,0	15/09/2026	IPCA	7,2	007/2008	G	-	13
						NRTB21			100,0						1.426	
22/08/2013	281	CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	28/04/2014	28/05/2014	ICVM 476	CPGE18	1	70,0	70,0	28/04/2019	IPCA	5,9	007/2012	C	141	5
22/11/2013	410	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A	15/09/2014	22/10/2014	ICVM 476	TSBE12	1	77,55	77,55	15/09/2028	IPCA	6,8	006/2011	A	520	14
20/10/2014	568	Linhas de Taubaté Transmissora de Energ	15/12/2014	15/12/2014	ICVM 476	LTTE14	1	44,5	44,5	15/03/2030	IPCA	7,9	004/2011	J	425	15
16/12/2014	657	Potiguar Sul Transmissão de Energia S.A.	01/10/2015	01/10/2015	ICVM 476	NCEN11	1	31,6	31,6	15/12/2025	IPCA	7,9	001/2013	G	180	10
17/04/2015	145	Empresa Litorânea de Transmissão de Ene	15/04/2015	14/05/2015	ICVM 476	APAR16	1	250,0	250,0	15/04/2021	IPCA	7,3	001/2014	C	262	6
17/04/2015	146	Empresa de Transmissão de Várzea Grand													29	
Total								1.087,7	1.087,7						6.380	

Fontes: ANBIMA e Ministério de Minas e Energia - Atualizado em 18/02/2016

Fonte: Portal ANBIMA

A Tabela 9 demonstra que foram emitidas outras Portarias para projetos de transmissão, alguns deles em 2012 e 2013, porém, até o momento não foram colocadas em mercado, conforme segue:

Tabela 7: Operações Inconclusas com Portarias Emitidas para Formalização no Âmbito da Lei 12.431/2011

Data da Portaria	Nº da portaria	Titular	Leilão	Lote	Investimentos Edital
03/07/2012	404	Empresa de Transmissão Timóteo-Mesquita S.A.	004/2011	F	29
17/09/2012	530	Transnorte Energia S.A.	004/2011	A	969
27/06/2013	224	Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	004/2011	L	942
16/10/2013	369	São Gotardo Transmissora de Energia S.A.	005/2012	E	34
12/11/2013	401	Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE.	005/2012	A	709
20/11/2013	408	Matrinchã Transmissora de Energia (TP Norte) S.A.	002/2012	A	1.800
30/03/2015	100	Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	001/2009	C	380
19/10/2015	485	CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	007/2015	I	142
Total					5.005

Fonte: ANBIMA e Ministério de Minas e Energia – Atualizado em 18.02.16

Aqui, o objetivo não é apurar a razão pela qual ainda não houve negociação dos títulos, mas principalmente ressaltar que, desde 2012, foram arrematados 68 lotes e apenas 10 projetos conseguiram colocar os papéis no mercado e 8 iniciaram os processos, dos quais 6 iniciaram até 2013.

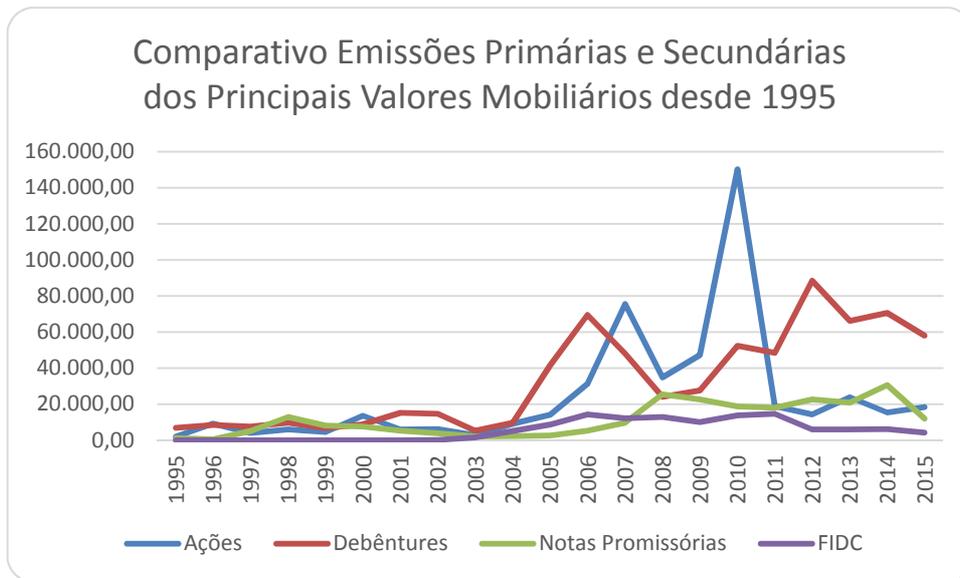
Enfim, mesmo com a legislação que teoricamente incentivaria o financiamento de longo prazo, através de agentes diversificados, o que se verifica é que o resultado é bastante tímido. Além de poucos projetos terem sido financiados por essa via, para os que conseguiram operacionalizar, o volume, da ordem de 17%, é muito aquém do necessário para financiar as SPE's, sinalizando assim que os incentivos foram insuficientes para sensibilizar o potencial mercado com capacidade para financiar tais projetos.

Uma das possíveis justificativas para que o instrumento não tenha tido a eficácia pretendida, talvez seja o custo de oportunidade considerado pelo investidor. Ou seja, para que o título atenda às expectativas da SPE, seu custo precisa estar dentro dos limites de remuneração estabelecidos na tarifa (Custo Médio Ponderado de Capital - WACC), enquanto para o investidor, somente seria racional o investimento em títulos que remunerassem mais que os títulos da dívida pública. Neste sentido, temos uma situação invertida, já que o WACC do último leilão foi inferior a 10% ao ano e a taxa Selic, taxa de referência de remuneração dos títulos da dívida pública, no patamar de 14,25%.

Não obstante as Debêntures incentivadas, como instrumento de captação para projetos de transmissão, terem obtido baixo desempenho, para outras finalidades observa-se que o referido instrumento tem tido uma importante participação, que é ainda mais significativa se

comparada a outros instrumentos como FIDC, Notas Promissórias e abertura de capital. Apenas para efeito comparativo, segue o Gráfico 11 que estabelece um comparativo entre tais instrumentos desde 1995⁴.

Gráfico 11: Comparativo das Movimentações de Títulos no Mercado de Capitais (1995-2015)



Fonte: Site mantido pela ANBIMA, disponível em:

<http://www.debentures.com.br/dadosconsolidados/comparativovaloresmobiliarios.asp>. Acesso 23.02.2016

Caso o mercado de capitais nacional fosse mais aquecido e, as taxas de remunerações de capital inseridos na tarifa, compatíveis com as condições de mercado, possivelmente seria uma via para propiciar uma simetria nas condições de concorrência e de financiamento quando comparadas as estatais estaduais e qualquer outro agente do setor de transmissão, uma vez que as operações via mercado de capitais não constam da restrição do contingenciamento de crédito.

Contudo, dada a realidade, ou seja, necessidade de que o mercado financeiro ainda se mantenha por um tempo como principal fonte de financiamento de projetos de infraestrutura, dentre eles os de transmissão, então se faz necessário encontrar solução para que as empresas estatais estaduais tenham condições de financiamento compatíveis com os demais agentes. Assim, é imprescindível que se adote medidas que superem a restrição do contingenciamento de crédito, de forma a garantir isonomia entre os agentes de transmissão.

⁴ Como não foi possível segregar as movimentações específicas para o setor em estudo, consta o volume global para todas as atividades, no mercado primário e secundário.

4 CONTINGENCIAMENTO DE CRÉDITO – RESOLUÇÃO 2.827 - BACEN

Este Capítulo abordará o aspecto do Contingenciamento de Crédito, instituído através da Resolução 2.827/2001 – Banco Central, a qual foi essencial em termos de trava de endividamento das instituições públicas, quer sejam da administração direta ou indireta. Porém tal barreira faz sentido quando se trata de endividamento para suprir despesas correntes, e não para travar investimentos.

Especificamente para as Empresas Estatais Estaduais que atuam no setor elétrico o impacto vai além da restrição do crédito em si, mas se tornou uma imposição que leva a condições não isonômicas e assimétricas de financiamento e, por conseguinte em termos de competitividade nos leilões.

Antes de apresentar a evolução dos desdobramentos da Resolução do Contingenciamento de crédito, especificamente no que tange à investimentos de transmissão, excetuando-se assim endividamentos para despesas operacionais (capital de giro), torna-se imprescindível observar os seguintes aspectos:

a) os empreendimentos licitados e/ou outorgados passam pelo crivo do Poder Concedente, de forma que o que é licitado e/ou outorgado, inevitavelmente, trata-se de equipamentos e redes imprescindíveis para o Sistema Interligado Nacional; e

b) é inerente ao processo de Licitação (Leilões) o efeito da concorrência, o que, por natureza, requer pontos de partida justos, em que se esmere a equidade na participação por qualquer agente, os quais deveriam, em condições de igualdade, apresentarem suas ofertas, sendo que o que ofertasse a melhor proposta teria acesso aos meios de financiamentos disponíveis a todos os demais, sujeitos então às peculiaridades requeridas pelas Instituições Financeiras em termos de avaliações de crédito, que individualizam o risco de cada agente.

Pretende-se neste sentido, demonstrar que o tratamento dado pela Resolução 2.827/2001 – BACEN às empresas estatais estaduais do setor elétrico incorre em falta de isonomia de acesso ao crédito. A assimetria se referente tanto quando comparado às empresas privadas quanto às estatais federais, vinculadas ao grupo Eletrobrás, que receberam tratamento excepcional e posteriormente até excluído do alcance da referida Resolução.

Para melhor tratar deste tema, primeiramente serão abordados a) o Contexto da Edição da Resolução 2.827/2001 – BACEN e suas especificidades; b) os Impactos do

Contingenciamento de Crédito e a Competitividade das Estatais Estaduais nos Leilões e a Importância da Excepcionalidade do Contingenciamento de Crédito para as mesmas na Expansão do Sistema de Transmissão.

4.1 O Contexto da Edição da Resolução 2.827/2001 – Bacen e suas especificidades

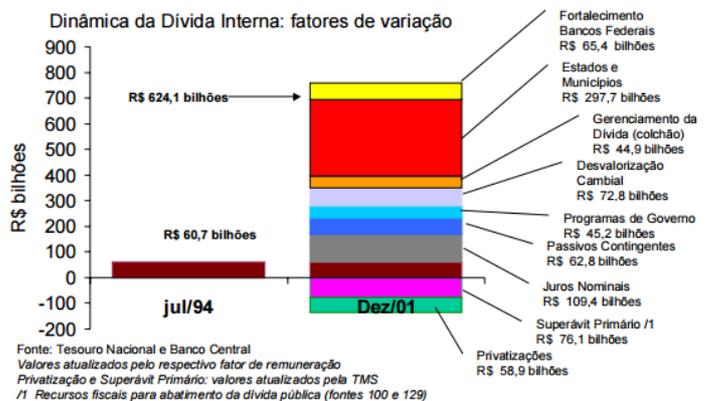
Após a década de 1970, principalmente com o advento das crises do Petróleo em 1973 e 1979, o Brasil passou por uma severa crise econômica que se arrastou até meados da década de 1990.

O objetivo deste tópico não é reportar a situação econômica do momento, porém, contextualizar que o país registrou altíssimas taxas de inflação, que, chagaram, por exemplo entre março de 1989 e março de 1990 ao patamar de 4.853% aa, além de expressivo aumento do endividamento público nesse período. Apenas para ilustrar, a Dívida Líquida do Setor Público Brasileiro saiu de 23% do PIB em 1994 para aproximadamente 50% em 2000. Pela Figura 22, é possível ver como se divide a dívida pública doméstica entre o governo federal, os estados e municípios e a dinâmica dessa dívida.

Figura 17: Dívida Líquida do Setor Público Brasileiro e Dinâmica da Dívida Interna

Dívida Líquida do Setor Público Brasileiro			
			% do PIB
Ano	Governo Federal	Estados e Municípios	Total
1994	13%	10%	23%
1995	13%	11%	24%
1996	16%	12%	28%
1997	19%	13%	32%
1998	25%	14%	39%
1999	31%	16%	47%
2000	32%	18%	50%

Fonte: BACEN



Fonte: NASCIMENTO, Edson Ronaldo e DEBUS, Ilvo. Lei Complementar No. 101/2000: Entendendo a lei de responsabilidade Fiscal. 2ª. Edição Atualizada. Disponível em: <http://www3.tesouro.gov.br/hp/downloads/EntendendOLF.pdf>

Foram editados vários Planos econômicos frustrados, ou seja, sem os efeitos desejados (Plano Cruzado – fev/1986, Cruzado 2 – nov/1986; Plano Bresser – junho/1987; Plano Verão – jan/1989; Collor 1 – março/1990 e Collor 2 – janeiro/1991). Tais planos adotaram medidas como decreto de moratória, congelamento de preços, aumentos de tarifas, confisco de poupança e, dentre outras ações, dentre elas energia em 40% no Plano Cruzado II.

Por último, em fevereiro de 1994, no Governo do Presidente Itamar Franco, foi lançado o Plano Real, que ocorreu em etapas diferenciadas, começando então a primeira pela instituição de uma moeda transitória (URV – Unidade Real de Valor) que, culminou com a entrada em vigor do real em 1º de julho de 1994. Como na primeira etapa os preços passaram ser fixados em URV's e corrigidos diariamente, o alinhamento de preços evitou o movimento de recomposição de perdas e derrubou a inflação já no primeiro mês. O consumo foi contido com políticas de restrição de crédito. No Plano Real foi assinado novo acordo com Fundo Monetário Internacional – FMI, que impunha serias obrigações a cumprir.

Uma das bases do Plano Real foi o ajuste fiscal e conseqüentemente o rearranjo nas contas do Governo. Inicialmente, o que se observou foi elevação da taxa de juros, chegando ao patamar de 45% ao ano em 1999, aumento da carga tributária brasileira, realização de superávits primários, desvinculação das receitas da União, privatizações de empresas públicas nacionais, reformas na previdência social e também acordos de refinanciamento de dívidas de estados e municípios, que então não mais teriam autonomia para emissão de títulos públicos e criação de novas dívidas.

Neste contexto, no final de 2000 foi aprovada a Lei de Responsabilidade Fiscal, Lei Complementar 101/2000, que visava estabelecer normas de finanças públicas voltadas para a responsabilidade na gestão fiscal, face ao indicado no CAPÍTULO II DAS FINANÇAS PÚBLICAS da Constituição Federal de 1988. Por exemplo, o artigo 163 da CF de 1988, expunha sobre Lei complementar que deveria ser criada para dispor sobre finanças públicas, dívida pública externa e interna, concessões de garantias pelas entidades públicas, emissão e resgate de títulos da dívida pública, fiscalização das instituições financeiras e outros nas três esferas: federal, estadual e municipal.

Verifica-se que, desde a Constituição Federal, já se buscava a máxima da “regra de ouro”, que pretendia coibir o financiamento, via operação de crédito, de despesas correntes. Vide por exemplo, no Artigo 167, inciso III da Constituição Federal de 1988: “É vedada a realização de operações de crédito que excedam as despesas de capital, ressalvadas as autorizadas

mediante créditos suplementares ou especiais com finalidade precisa, aprovados pelo Poder Legislativo por maioria absoluta”

No bojo das novas imposições legais, em especial a então citada Lei de Responsabilidade Fiscal, cujo teor supriria a determinação da Constituição Federal, o Conselho Monetário Nacional, em sessão realizada em 29 de março de 2001, resolveu o que constou consolidado na Resolução Nº 2.827, redefinindo as regras para o contingenciamento do crédito ao setor público.

Considerando que a referida Resolução é bastante extensa, então se opta por refletir sobre o que objetivamente impacta nas imprescindíveis captações do segmento das Transmissoras Estatais Estaduais.

Quanto ao crédito especificamente, o caput do Art. 9º, estabelece teto (R\$ 1 bilhão) para as operações de crédito para todos os órgãos e entidades do setor público (a) a administração direta da União, dos estados, do Distrito Federal e dos municípios; b) as autarquias e fundações instituídas ou mantidas, direta ou indiretamente, pela União, pelos estados, pelo Distrito Federal e pelos municípios; c) as empresas públicas e sociedades de economia mista não financeiras, suas subsidiárias e demais empresas controladas, direta ou indiretamente, pela União, pelos estados, pelo Distrito Federal e pelos municípios, inclusive as sociedades de objeto exclusivo; e d) os demais órgãos ou entidades dos poderes da União, dos estados, do Distrito Federal e dos municípios).

Excepcionalmente o Inciso I, do Parágrafo Primeiro do Artigo Nono cita que não se incluem no valor global já mencionado as operações garantidas formal e exclusivamente por duplicatas de venda mercantil ou de prestação de serviços, de emissão própria da beneficiária do crédito. Também foram excepcionalizadas operações junto a organismos multilaterais, instituições internacionais.

O teto então estabelecido no caput, desde a edição da resolução, não sofreu ajuste estrutural, somente inserções a critério do Conselho Monetário Nacional e sob influência política. Tantos foram os remendos que subordinado ao referido artigo constam diversos incisos, alíneas e sub-artigos, de forma que existem desde o sub-artigo 9-A ao 9Z.

O contingenciamento abrange também cessão de garantias. No inciso III do Art. 7º a vedação de as instituições financeiras e demais instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, dentre outros, do recebimento em qualquer modalidade de operações de

crédito, como garantia principal ou acessória, notas promissórias, duplicatas, letras de câmbio ou outros títulos da espécie, bem como cartas de crédito, avais e fianças de responsabilidade direta ou indireta de órgãos e entidades do setor público, correspondentes a compromissos assumidos junto a fornecedores, empreiteiros de obras ou prestadores de serviços.

Na sequência, Inciso IV, § 1º cita-se que a vedação prevista no inciso III não se aplica às operações contratadas pelas empresas públicas ou pelas sociedades de economia mista controladas direta ou indiretamente pela União, pelos estados, pelo Distrito Federal e pelos municípios, nem às operações garantidas formal e exclusivamente por duplicatas de venda mercantil ou de prestação de serviços sacadas contra as empresas públicas e sociedades de economia mista não financeiras, suas subsidiárias e demais empresas controladas, direta ou indiretamente, pela União, pelos estados, pelo Distrito Federal e pelos municípios, inclusive as sociedades de objeto exclusivo.

Tem-se ainda, no Art. 7º incluído pela Resolução nº 3.835, de 28/1/2010, que as vedações previstas no inciso IV (a realização de qualquer tipo de operação que importe em transferência, a qualquer título, da responsabilidade direta ou indireta pelo pagamento da dívida para órgãos ou entidades do setor público), não abrangem a concessão de garantias por empresas do setor de energia elétrica, no âmbito federal, estadual, municipal e distrital, a sociedade de propósito específico por elas constituída, limitada ao percentual de sua participação na referida sociedade, exclusivamente para realização de investimentos vinculados ao Programa de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, no âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).

A Resolução é composta por apenas 15 artigos, contudo, no Artigo 9º, além do já citado são incluídos Sub-Artigos do 9-A ao 9-Z:

9º-A: Novas Operações de Créditos com os municípios, em consulta ao STN;

9º-B: Destinado a ações de saneamento ambientais;

9º-C: Destinado a Programa de Atendimento Habitacional e operações de drenagem urbana e saneamento integrado;

9º-D: operações de crédito para apoio a intervenções viárias que promovam a melhoria da mobilidade urbana através da implementação de projetos de pavimentação e infraestrutura para o transporte coletivo municipal, ao amparo do 'Programa de Infraestrutura para Mobilidade Urbana;

9º-E: contratação de novas operações de crédito, além do limite estabelecido no art. 9º-B, inciso V, destinadas ao financiamento de estudos técnicos para a estruturação de modelos de parceria entre o setor público e o setor privado;

9º-F: operações destinadas a financiamentos a pessoas jurídicas de direito público municipal no âmbito do Programa de Intervenções Viárias (Provias);

9º-G: destinadas a financiamentos a pessoas jurídicas de direito público municipal no âmbito do Programa de Intervenções Viárias (Provias);

9º-H: destinadas à modernização da Administração das Receitas e da Gestão Fiscal, Financeira e Patrimonial das Administrações Estaduais, no âmbito de programa proposto pelo Poder Executivo Federal, por meio de linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);

9º-I: Operações relativas a urbanização e regularização de assentamentos precários, produção de conjuntos habitacionais e desenvolvimento institucional de Estados, Municípios, do Distrito Federal e respectivas empresas estatais não dependentes, no âmbito do Programa de Atendimento Habitacional através do Poder Público (Pró-Moradia), operado com recursos do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS), e sob gestão do Ministério das Cidades e Projetos Multissetoriais Integrados (PMI), no âmbito de linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), voltados à urbanização e implantação de infraestrutura básica e social em áreas de baixa renda, de risco e de sub-habitação, considerando também a regularização fundiária;

9º-J: destinadas à aquisição de veículos específicos para o transporte de alunos da educação básica das escolas públicas dos Estados e Municípios, no âmbito do Programa Caminho da Escola, instituído pelo Poder Executivo Federal, por meio de linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);

9º-K: destinadas a financiamentos a pessoas jurídicas de direito público municipal no âmbito do Programa de Intervenções Viárias (Provias)

9º-L: (Revogado pela Resolução nº 3.647, de 26/11/2008)

9º-M: destinadas à modernização da Administração Geral e Patrimonial dos Estados e do Distrito Federal, visando a melhoria da qualidade do gasto e do ambiente de negócios, por meio de linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);

9º-N: contratação de empréstimos em moeda pelos Estados e Distrito Federal - Finalidade: empréstimos para Estados e Distrito Federal voltados para viabilização de despesas de capital;

9º-O: destinadas a financiamentos para os Municípios que tiveram o estado de emergência e calamidade decretados por meio dos Decretos Estaduais de Santa Catarina nº 1.897, de 22 de novembro de 2008, e nº 1.910, de 26 de novembro de 2008, e suas alterações posteriores, por meio de linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);

9º-P: destinadas à aquisição de computadores portáteis para alunos da educação básica da rede pública dos estados, municípios e Distrito Federal no âmbito do Programa Nacional de Informática na Educação (Proinfo), através do Subprograma Um Computador por Aluno (UCA), por meio de linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);

9º-Q: destinados a construção e reforma dos estádios de futebol que sediarão jogos da COPA 2014, por meio de linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);

9º-R: destinados a projetos de infraestrutura, associados à COPA de 2014, por meio de linha de financiamento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) denominada Pró-Transporte e de linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) denominada Programa Estruturador de Transporte Urbano e associados aos Jogos Olímpicos e Paraolímpicos Rio 2016, por meio de financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);

9º-S: destinadas a financiamentos de contrapartida das obras do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), do Programa Minha Casa Minha Vida (PMCMV) e dos projetos de mobilidade urbana diretamente associados à Copa de 2014, por meio de linha de financiamento da Caixa Econômica Federal (Caixa) e do Banco do Brasil com recursos transferidos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) com as seguintes condições;

9º-T: destinados a projetos de mobilidade urbana, selecionados em 2009 com referência aos projetos apresentados em 2008, por meio de linha de financiamento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) denominada Pró-Transporte;

9º-U: contratação de novas operações de crédito com empresas estaduais de energia elétrica sediadas em estados-sede dos jogos da Copa do Mundo FIFA 2014 (COPA 2014), para empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, por meio de linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);

9º-V: contratação de novas operações de crédito por empresas estatais de energia elétrica, ou suas controladoras, exclusivamente àquelas operações de crédito previstas em

contratos de financiamento junto às instituições financeiras que visem o saneamento econômico-financeiro das empresas estatais de energia elétrica;

9º-W: Fica autorizada a contratação de novas operações de crédito, no valor de até R\$7.800.000.000,00 (sete bilhões e oitocentos milhões de reais), destinadas a projetos de Pavimentação e Qualificação de Vias Urbanas selecionados para o Programa de Aceleração do Crescimento, por meio de linha de financiamento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) denominada Pró-Transporte;

9º-X: Fica autorizada a contratação de novas operações de crédito no valor global de até R\$300.000.000,00 (trezentos milhões de reais), destinadas à Modernização da Administração Geral e Patrimonial das Defensorias Públicas dos Estados e do Distrito Federal, por meio de linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);

9º-Y: Fica autorizada a contratação de novas operações de crédito, no valor global de até R\$ 21.400.000.000,00 (vinte e um bilhões e quatrocentos milhões de reais), destinadas exclusivamente a empreendimentos de mobilidade urbana constantes do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), selecionados por ato de competência do Ministério das Cidades; e

9º-Z: Fica autorizada a criação de linha de crédito em benefício dos Estados afetados pelas medidas previstas na Resolução nº 13, de 2012, do Senado Federal.

Como se pode observar, ao longo do tempo a Resolução 2.827 vem sofrendo alterações de forma isolada, para atender demandas momentâneas. Ou seja, não houve uma modernização na essência da referida Resolução, que sequer estabeleceu mecanismo de atualização para valores, os quais se não ajustados por Resoluções adicionais, constam ainda os valores fixados em 2001, ou seja, valores totalmente defasados e sem aderência estratégica.

Como um dos exemplos de que a Resolução sofre intervenções para atender determinadas demandas e não estrutural, cita-se a previsão no Art. 9º, inciso X, que, até novembro de 2010, excepcionalizava principalmente as operações destinadas ao financiamento às empresas do Grupo Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Porém, através da **Resolução 3940** de 31 de dezembro de 2010, revogou-se a Resolução nº 3.925, de 25 de novembro de 2010, a qual **estabeleceu a exclusão das empresas do Grupo Eletrobrás**, vez que o Art. 1º estabeleceu que “ A Resolução nº 2.827, de 30 de março de 2001, e suas alterações subsequentes, não aplicam ao Grupo Eletrobras e suas subsidiárias e controladas”, conforme disponível em: http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/busca/downloadNormativo.asp?arquivo=/Lists/Normativos/Attachments/49482/Res_3940_v1_O.pdf, e também abaixo replicado:

Figura 18: Recorte da Resolução n. 3940/2010 – BACEN – Excepcionalização das Empresas do Grupo Eletrobrás para o Contingenciamento de Crédito



BANCO CENTRAL DO BRASIL

RESOLUÇÃO Nº 3940

Exclui da aplicação da Resolução nº 2.827, de 30 de março de 2001, as empresas do grupo Eletrobras e suas subsidiárias e controladas.

O Banco Central do Brasil, na forma do art. 9º da Lei nº 4.595, de 31 de dezembro de 1964, torna público que o Conselho Monetário Nacional, em sessão extraordinária realizada em 31 de dezembro de 2010, com base no art. 4º, incisos VI, VIII e XI, da Lei nº 4.595, de 1964,

RESOLVEU:

Art. 1º A Resolução nº 2.827, de 30 de março de 2001, e suas alterações subsequentes, não aplicam ao Grupo Eletrobras e suas subsidiárias e controladas.

Art. 2º O inciso X do § 1º do art. 9º da Resolução nº 2.827, de 30 de março de 2001, passa a vigorar com a seguinte redação:

"X - destinadas ao financiamento às empresas estaduais de energia elétrica, até o valor de R\$2.147.847.000,00 (dois bilhões cento e quarenta e sete milhões oitocentos e quarenta e sete mil reais), para a realização de investimentos vinculados ao Programa de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, obedecido o cronograma cumulativo de desembolsos a seguir:

Por fim, tendo aqui explorado a importância da Resolução 2.827 que surgiu para operacionalizar o que já constava em Constituição Federal e também na Lei Complementar no. 101/2000, registra-se então que persistem algumas dúvidas, sendo: a) as empresas não dependentes estão também submetidas, observando-se a origem das normas, ao contingenciamento de crédito?; e b) quando se tratar de investimento em infraestrutura, especialmente no setor de Transmissão de Energia Elétrica, cujo ambiente regulatório e concorrencial já se encontra relevantemente desenvolvidos, faz sentido o tratamento diferenciado e prejudicial às empresas Estatais Estaduais?

Ademais, faz-se necessário evocar a proteção constitucional, em que pese o princípio da isonomia e, conforme art. 170, inciso IV, o de livre concorrência, para que de forma justa, da mesma forma que se excluiu as empresas do grupo Eletrobrás da restrição/contingenciamento de crédito, ou seja, via deliberação do Conselho Monetário Nacional, também seja editada Resolução para excluir as empresas estatais estaduais do contingenciamento de forma que tenham livre acesso ao mercado financeiro para contratação de financiamento de empreendimentos licitados e/ou outorgados pelo Poder Concedente.

4.2 Impactos do Contingenciamento de Crédito e a Competitividade das Estatais Estaduais nos Leilões e a Importância da Excepcionalidade do Contingenciamento de Crédito para as mesmas na Expansão do Sistema de Transmissão

Posto todo o aspecto em que se fundamentou a Resolução 2.827, que trata do Contingenciamento de Crédito no sub tópico anterior, este item se destinará a exemplificar como efetivamente o Contingenciamento do Crédito está impactando nas atividades das Empresas Estatais Estaduais no financiamento dos empreendimentos de transmissão licitados e/ou outorgados.

Considerando que o limite de crédito é estabelecido de forma genérica para todas as empresas e que o valor estabelecido em resolução é único para todo o sistema financeiro nacional, e, ainda, que não há divulgação e muito menos consulta aos afetados para a definição do valor necessário ao reestabelecer teto do contingenciamento, o que ocorre é um esforço individual de cada empresa, que a depender da sua influência junto ao Conselho Monetário Nacional, viabiliza a alteração dos referidos limites.

Além do crédito efetivo, outro aspecto restritivo refere-se à concessão de garantia, que fica limitada às poucas alternativas, dentre elas, as mais utilizadas pelo setor são as duplicatas mercantis. Ademais, a Resolução cita a dispensa do enquadramento da garantia como crédito, no caso de o empreendimento constar no Programa de Aceleração do Crescimento – PAC, o que também fica sujeito a influências junto ao Ministério de Minas e Energia e Ministério do Planejamento para então conseguir o referido enquadramento.

Nestes termos, dois aspectos que até então viabilizariam a superação da garantia através da concessão de duplicatas mercantis já não são observados após o advento da MP 579/2012, que promoveu a antecipação das renovações das concessões, mediante remuneração para apenas operação e manutenção dos empreendimentos, já que as transmissoras tradicionais tiveram suas receitas reduzidas praticamente a um terço da então existente em 2012. Além disso, o modelo do setor induz à formação de uma Sociedade de Propósito Específico - SPE para cada Lote de Leilão, que consiste em um contrato de concessão.

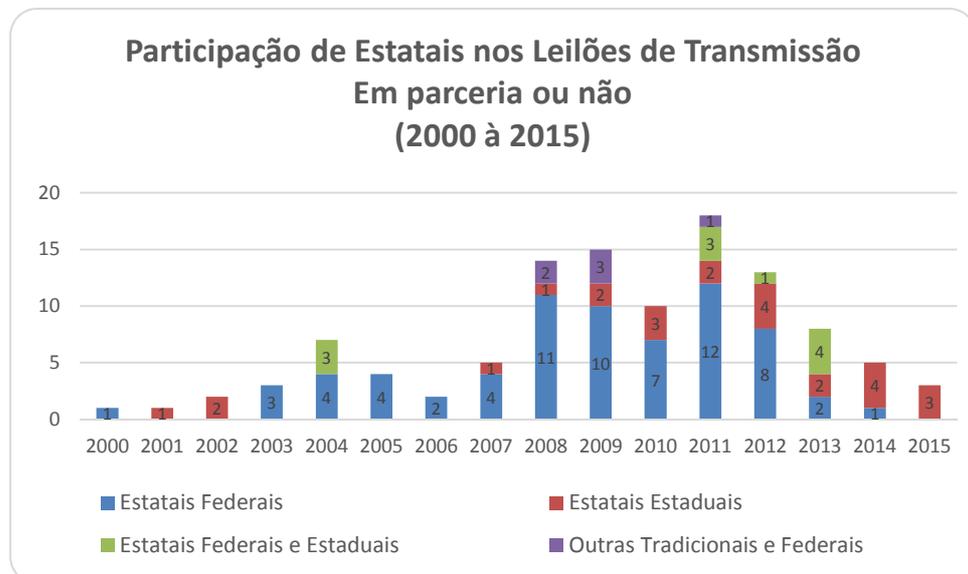
A CEMIG, concessionária tradicional do setor, com posição de destaque nos segmentos de Geração, Transmissão e Distribuição, que possui negociação em bolsas de valores internacionais e sujeita a declarações rigorosas em termos de transparência de informações, teve

que destacar no Formulário de Referência disponível em http://cemig.infoinvest.com.br/ptb/12606/FRE_Cemig%20GT%20Reapresentado%20em%2027052015.pdf as restrições impostas pela Resolução 2.827. Veja recorte do trecho que expõe tal situação:

Com relação aos empréstimos junto a terceiros: (i) na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a regras e limites atinentes ao nível de crédito aplicável ao setor público, emitidos pelo Conselho Monetário Nacional - CMN e pelo Banco Central do Brasil – BACEN; e também por atuarmos no setor elétrico, estamos sujeitos regras e limites estabelecidos pela ANEEL que tratam de endividamento para empresas do setor elétrico. Estes órgãos fixam certos parâmetros e sinalizadores para que as instituições financeiras possam oferecer crédito a companhias do setor público ou elétrico. As empresas estatais, por exemplo, podem apenas utilizar os recursos decorrentes de transações externas com bancos comerciais (dívidas, incluindo títulos) para refinarçar obrigações financeiras ou em operações garantidas por duplicatas de venda mercantil.

O fato é que o próprio histórico de participação das Estatais Estaduais, no período 2000 a 2015 demonstra o quanto a participação das Empresas Estatais Federais, dentre as participações de estatais, corporativamente ou em sociedade, foram muito mais expressivas que a participação das Estatais Estaduais, como se pode observar no Gráfico 12 abaixo:

Gráfico 12: Participação das Estatais (em parceria ou não) nos Leilões de Transmissão no período de 2000 a 2015



Fonte: Editais de Leilões de Transmissão ANEEL (2000 a 2015)

Enfim, considerando todo o histórico do Setor de Transmissão no Brasil, o que se verifica é que as empresas tradicionais demonstraram sua capacidade de implantação de empreendimentos, já que foram responsáveis por todo o sistema até final da década de 1990.

Ademais, continuaram participando dos Leilões, ainda que em sociedade, após 2000, porém sem o justo tratamento concorrencial. Assim, chega-se ao final deste capítulo, concluindo que a excepcionalização em termos de Contingenciamento de Crédito para as Estatais Estaduais em implantações de empreendimentos licitados ou outorgados é o primeiro passo para que estas tenham condições de concorrer de forma justa nos leilões, permanecendo ainda todos os demais riscos a serem assumidos por elas, tais como o próprio acesso ao crédito, regularizações ambientais e fundiárias, de performance, dentre outros.

5 CONCLUSÃO

O Setor de Transmissão se consolidou no bojo do desenvolvimento dos segmentos de geração e distribuição de energia até a década de 90. Assim, até mesmo pela conformação legal, o setor elétrico foi empreendido fundamentalmente por empresas estatais (estaduais e federais), já que os Estados tinham a responsabilidade de prover a energia que sua atividade econômica demandasse.

Em termos de fontes de recursos para financiamentos das empresas do setor energia registrou-se diversas fases. Na década de 50 e início da década de 60 contaram com financiamentos via Banco de Desenvolvimento. Depois, com a criação da Eletrobrás e a delegação de gestão de encargos setoriais, estes seriam utilizados para financiamento da expansão do setor, além do ajuste da tarifa à época, e contratações de empréstimos externos, os quais viabilizaram a expansão do setor até meados da década de 70. Depois disso, com a manipulação no preço das tarifas, desvalorização cambial, registrou-se aumento do endividamento das companhias, que em conjunto com os elevados níveis de inflação, refletiram em registros de déficits, o que levaria à situação de privatização de várias empresas na década de 90.

Com a institucionalização e remodelagem do setor a partir da década de 90, em que foi determinada a desverticalização dos segmentos de geração e transmissão da distribuição, ao tempo que se estabeleceu concorrência na construção de novos empreendimentos de geração e transmissão, então iniciou-se uma institucionalização do setor, fortalecimento de algumas instituições como ANEEL e ONS e, quando efetivamente começou a ser definido o setor de

transmissão a partir de 1999. Um relevante marco do nascimento do setor de transmissão, conforme descrito neste trabalho, foi a Resolução 142/1999, em que foram definidas pela primeira vez as Receitas Anuais Permitidas – RAP's para as transmissoras então existentes.

Das transmissoras existentes em 1999, responsáveis por toda a construção e expansão do sistema até aquele momento, sete concessionárias seriam estatais, as quais permanecem até o momento focados nos negócios de transmissão, ou seja, trata-se de empresas com mais de seis décadas de atuação e dedicação ao setor elétrico. As quais tiveram que se adaptar não somente às mudanças estabelecidas pelo modelo, mas também às restrições lhes impostas.

Nove anos depois de ter sido editada a Resolução 2.827/2001, que trata do contingenciamento de crédito, em 2010, as empresas do Grupo Eletrobrás, se viram livres da restrição imposta pela referida resolução. O que se fazia realmente necessário, já que tais empresas teriam sido extremamente importante para preencher a lacuna do mercado. Ou seja, depois que o mesmo empreendimento teria sido leiloado, sem sucesso, duas vezes ou mais, seriam então elas chamadas a comparecer e ofertar lances para os referidos lotes.

Enfim, quinze anos depois da instituição do contingenciamento de crédito, é imprescindível a revitalização das empresas estatais estaduais, as quais precisaram se retrair e participar de forma mais tímida dos leilões, em decorrência das condições assimétricas então impostas, dada à falta de isonomia no que tange ao acesso ao crédito para financiamento das obras outorgadas e/ou licitadas.

Conforme previsão contida no PDE – 2024, deverá ocorrer um aumento médio de oferta de energia elétrica per capita, para atendimento do consumo, da ordem de 3,5% ao ano. Para que seja possível o atendimento satisfatório de oferta e disponibilidade de energia elétrica onde encontram-se concentradas as cargas, além da ampliação do parque gerador de energia, torna-se imperativo a realização de investimentos no Sistema de Transmissão, que, de acordo com o PDE – 2024, seria da ordem de R\$ 70 bilhões a preços atuais.

Ficou patente a instabilidade sofrida pelo setor, tanto pelo insucesso nos últimos leilões quanto pela quantidade de alterações societárias nas Concessões de Transmissão desde o início dos Leilões (da ordem de 19% dos contratos). Constatou-se ainda uma concentração de atuação de agentes que de certa forma não se encontram mais atuantes (quer por falta de interesse, quer por outras impossibilidades, como é o caso da Abengoa).

Neste aspecto, faz-se ainda urgente a reformulação, dentre outros, dos parâmetros legais para garantir aos agentes condições concorrenciais isonômicas quando da participação dos

certames - leilões. Para tanto, a proposta deste trabalho, conforme exposto Capítulo 4, seria a exclusão das Empresas Estatais Estaduais do alcance dos efeitos da resolução que determina o contingenciamento de crédito aos moldes do tratamento dado às empresas do Grupo Eletrobrás.

Desta forma, a contribuição esperada com este trabalho é demonstrar que já há precedente para que se viabilize tratamento equânime entre os agentes, bem como destacar que as Estatais Estaduais podem apresentar uma atuação importante nesta nova fase pela qual passa o setor de transmissão, as quais receberam tratamento injusto por conta do contingenciamento de crédito, culminando na degradação de sua participação na expansão do Sistema de Transmissão nos últimos 15 anos, muito influenciada pelas restrições legais lhes impostas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANBIMA. **Banco de Dados: Dados Consolidados Debêntures**. Disponível em <<http://www.debentures.com.br/dadosconsolidados/comparativovaloresmobiliarios.asp>>. Acesso em 23.fev.2016.

ANBIMA. Informações Técnicas: **Estudos e Projetos – Financiamentos de Longo Prazo**. Disponível em <<http://portal.anbima.com.br/informacoes-tecnicas/estudos/financiamento-de-longo-prazo/Pages/default.aspx>>. Acesso em 23.fev.2016

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

____ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Editais de Leilões de Transmissão**, disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/siget>>. Acesso em 25 jan. 2015.

____ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Resoluções Autorizativas**, disponível em <<http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>. Acesso em 25 jan. 2015.

____ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília, 2008. disponível em http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf. Acesso em

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Transmissão: o Elo Integrador. White Paper. Setembro/2015

____ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Dados relevantes de 2001**,

____ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Dados relevantes de 2014**,

____ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Dados relevantes de 2014**,

____ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Operação do Sistema Interligado Nacional/2001**, disponível em: <http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_operacao_sin.aspx>. Acesso em 28.jan.2016

____ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Relatório Anual 2002**, disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/relatorios_anuais/relatorio_2002_completo.pdf>. Acesso em 28.jan.2016

____ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Relatório Anual 2000**, disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/relatorios_anuais/relatorio_anual_2000.pdf>. Acesso em 28.jan.2016

____ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Visão Geral**, disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx>. Acesso em 23.abr.2016

____IPEADATA – Consumo energia elétrica – qtde GWh: 1954-2012.
<http://www.ipeadata.gov.br/>. Acesso em 06.02.2016

ANBIMA. Financiamento de Longo Prazo. Emissões de Debêntures Incentivas (Lei no. 12.431/11). Disponível em: <http://portal.anbima.com.br/informacoes-tecnicas/estudos/financiamento-de-longo-prazo/Pages/default.aspx>. Acesso em 23.02.2016

BACEN. **Resolução 2.827**. Consolida e redefine as regras para o contingenciamento do crédito ao setor público. Diário Oficial da União, 30.mar.2001.

BACEN. **Resolução 3.940**. Exclui da aplicação da Resolução nº 2.827, de 30 de março de 2001, as empresas do grupo Eletrobras e suas subsidiárias e controladas. Diário Oficial da União, 31.dez.2010.

BNDES. **BNDES 60 anos: perspectivas setoriais/Organizador: Filipe Lage de Sousa**. – 1. ed. – Rio de Janeiro: BNDES, 2012. v. 1: il.

BNDES Transparente. Consulta às operações diretas e indiretas não automáticas: Painéis interativos. Operações desde 2002 até 30/09/2015. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/BNDES_Transparente/Consulta_as_operacoes_do_BNDES/painel_consulta_diretas.html>. Acesso 12/02/2016

BRASIL. **Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil de 1934**. Diário Oficial da União, RJ, 16.jul.1934.

BRASIL. **Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil de 1891**. Diário Oficial da União, RJ, 24.fev.1891.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1967**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 24.jan.1967.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1998**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 5.out.1988.

BRASIL. **Constituição dos Estados Unidos do Brasil de 1937**. Diário Oficial da União, Brasília, RJ, 10.nov.1937.

BRASIL. **Constituição dos Estados Unidos do Brasil de 1946**. Diário Oficial da União, Brasília, RJ, 18.set.1946.

BRASIL. **Constituição Política do Império do Brasil de 1824**. Diário Oficial da União, RJ, 24.fev.1824.

BRASIL. **Decreto nº 7.603**, de 9 de novembro de 2011. Regulamenta as condições para aprovação dos projetos de investimento considerados como prioritários na área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, para efeito do art. 20da Lei no 12.431, de 24 de junho de 2011, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10.nov.2011.

BRASIL. **Lei Complementar no. 101**, de 4 de maio de 2000. Estabelece normas de finanças públicas voltadas para a responsabilidade na gestão fiscal e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 05.mai.2000.

BRASIL. **Lei Federal nº 10.847**, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16.mar.2004.

BRASIL. **Lei Federal nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16.mar.2004.

BRASIL. **Lei Federal nº 2.308**, de 31 de agosto de 1954. Institui o Fundo Federal, de Eletrificação, cria o imposto único sobre energia elétrica, altera a legislação do imposto de consumo e dá outras providências. Diário Oficial da União, Rio de Janeiro, DF, 04.set.1954.

BRASIL. **Lei Federal nº 3.890-A**, de 25 de abril de 1961. Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A – ELETROBRAS e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28.abr.1961.

BRASIL. **Lei Federal nº 4.156**, de 28 de novembro de 1962. Altera a legislação sobre o Fundo Federal de Eletrificação e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30.nov.1962.

BRASIL. **Lei Federal nº 5.655**, de 20 de maio de 1971. Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 21.mai.1971.

BRASIL. **Lei Federal nº 7.181**, de 20 de dezembro de 1983. Prorroga a vigência do empréstimo compulsório em favor da Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRAS e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 21.dez.1983.

BRASIL. **Lei Federal nº 8.987**, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 14.fev.1995.

BRASIL. **Lei Federal nº 9.074**, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 8.jul.1995.

BRASIL. **Lei Federal nº 9.648**, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRAS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28.mai.1998.

BRASIL. **Lei Federal no. 12.431**, de 24 de junho de 2011. Dispõe sobre a incidência do imposto sobre a renda nas operações que especifica; altera as Leis nos 11.478, de 29 de maio de 2007, 6.404, de 15 de dezembro de 1976, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 12.350, de 20

de dezembro de 2010, 11.196, de 21 de novembro de 2005, 8.248, de 23 de outubro de 1991, 9.648, de 27 de maio de 1998, 11.943, de 28 de maio de 2009, 9.808, de 20 de julho de 1999, 10.260, de 12 de julho de 2001, 11.096, de 13 de janeiro de 2005, 11.180, de 23 de setembro de 2005, 11.128, de 28 de junho de 2005, 11.909, de 4 de março de 2009, 11.371, de 28 de novembro de 2006, 12.249, de 11 de junho de 2010, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, 10.312, de 27 de novembro de 2001, e 12.058, de 13 de outubro de 2009, e o Decreto-Lei no 288, de 28 de fevereiro de 1967; institui o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Usinas Nucleares (Renuclear); dispõe sobre medidas tributárias relacionadas ao Plano Nacional de Banda Larga; altera a legislação relativa à isenção do Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM); dispõe sobre a extinção do Fundo Nacional de Desenvolvimento; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27.jun.2011.

BRASIL. **Resolução ANEEL nº 142**, de 9 de junho de 1999. Estabelece as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa em uso da Rede Básica e os encargos de conexão. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10 de jun. 1999.

BRASIL. **Resolução ANEEL nº 66**, de 16 de abril de 1999. Estabelece a composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado brasileiro, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 22 de abr. 1999.

CEMIG. **Formulário de Referência – 2015**. Disponível em: <http://cemig.foinvest.com.br/ptb/12606/FRE_Cemig%20GT%20Reapresentado%20em%2027052015.pdf>. Acesso em 30.jan.2016.

CEMIG. **Informações Trimestrais: 30.09.1999**. Disponível em: <http://ri.cemig.com.br/modulos/arquivo_ITR.asp?arquivo=00245999.WTL&codcvm=002453&language=ptb>. Acesso em 30.jan.2016

ELETROBRAS. **Informações Trimestrais: 31.03.1999**.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Expansão de Energia. 2024**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>. Acesso 16.jan.2016

ESPOSITO, Alexandre Siciliano. **Perspectivas do Investimento 2010-2013: Setor Elétrico**. BNDES: mar.2010. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/liv_perspectivas/07_Perspectivas_do_Investimento_2010_13_SETOR_ELETRICO.pdf>. Acesso em 06.02.2016.

ESPOSITO, Alexandre Siciliano. O Setor Elétrico Brasileiro e o BNDES: reflexões sobre o financiamento aos investimentos e perspectivas.

GOMES, Antônio Claret S., et al. **BNDES 50 anos – Histórias Setoriais: o setor elétrico**. Rio de Janeiro. BNDES, 2002.

IPEA. Ipeadata. **Séries Históricas Macroeconômico**. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/>>. Acesso 18.jan.2016

LOURENZO, Helena Carvalho. **O Setor Elétrico Brasileiro: passado e futuro**. Programa de Pós-Graduação em Sociologia - Faculdade de Ciências e Letras - UNESP -14800-090 - Araraquara – SP. Perspectivas. São Paulo: 2001-2002

MALAGUTI, Gustavo Abreu. **Regulação do Setor Elétrico Brasileiro: da formação da indústria de energia elétrica aos dias atuais**. Textos para Discussão UFF/Economia. 2009. Disponível em: <http://www.uff.br/econ/download/tds/UFF_TD254.pdf>. Acesso em 03.02.2016

NASCIMENTO, Edson Ronaldo e DEBUS, Ilvo. **Lei Complementar No. 101/2000: Entendendo a lei de responsabilidade Fiscal**. 2ª. Edição Atualizada. Disponível em: <<http://www3.tesouro.gov.br/hp/downloads/EntendendoLRF.pdf>>. Acesso em 29.02.2016

SANTANDER - **Projeções Macroeconômicas**. Relatório Semanal fornecido aos Clientes. 22.fev.2016

TENDÊNCIAS, Consultoria Integrada. **Inflação nas Décadas de 80 e 90 e os Planos de Estabilização**. 2007. Disponível em: <http://www.febraban.org.br/7rof7swg6qmyvwjcfwf7i0asdf9jyv/sitefebraban/3a_tendencias.pdf>. Acesso em 04.02.2016.

APÊNDICE

1 – Participação das Empresas Tradicionais nos Leilões de Transmissão – 2000 a 2015

	LEILÃO	DATA	LOTE	UF	TRADICIONAIS
1	004/2000	14/02/2000	A	SP/PR	FURNAS
2	001/2001	12/06/2001	A	PR	COPEL
3	003/2001	28/09/2001	B	SP	CTEEP
4	002/2002	15/08/2002	A	RS	CEEE
5	002/2002	15/08/2002	C	SC/RS	CEEE
6	001/2003	23/09/2003	B	PR	ELETROSUL
7	001/2003	23/09/2003	C	PI/CE	CHESF
8	001/2003	23/09/2003	F	MT	ELTRONORTE
9	001/2004	30/09/2004	E	MG	FURNAS E CEMIG
10	001/2004	30/09/2004	F	MG	FURNAS E CEMIG
11	001/2004	30/09/2004	G	RS	FURNAS
12	001/2004	30/09/2004	H	CE	CHESF
13	001/2004	30/09/2004	I	CE/PB	CHESF
14	001/2004	30/09/2004	K	SC	ELETROSUL
15	002/2004	18/11/2004	B	MG	FURNAS E CEMIG
16	001/2005	17/11/2005	B	TO/GO	ELETRONORTE E CHESF
17	001/2005	17/11/2005	D	MG	ELETROSUL
18	001/2005	17/11/2005	E	SC/RS	ELETROSUL
19	001/2005	17/11/2005	G		FURNAS
20	003/2006	15/12/2006	D	BA	CHESF
21	003/2006	15/12/2006	F	PI/CE/RN	CHESF
22	004/2007	07/11/2007	A	TO/PI	CTEEP
23	004/2007	07/11/2007	C	MT	ELETRONORTE
24	004/2007	07/11/2007	D	RS	ELETROSUL
25	004/2007	07/11/2007	E	SE/AL	CHESF
26	004/2007	07/11/2007	F	PR	COPEL
27	004/2007	07/11/2007	G	MA	ELETRONORTE
28	004/2008	27/06/2008	C	PA/AM	ELETRONORTE
29	004/2008	27/06/2008	D	MT	CEMIG
30	004/2008	27/06/2008	E	SP	CTEEP
31	004/2008	27/06/2008	F	RS	CTEEP
32	004/2008	27/06/2008	G	BA	CHESF
33	004/2008	27/06/2008	H	SP	CTEEP
34	004/2008	27/06/2008	I	SC	CTEEP
35	004/2008	27/06/2008	K	SP	CTEEP
36	006/2008	03/10/2008	A	PI/MA	ELETRONORTE
37	006/2008	03/10/2008	B	MA	ELETRONORTE
38	006/2008	03/10/2008	C	MG	FURNAS
39	006/2008	03/10/2008	F	RS	ELETROSUL
40	006/2008	03/10/2008	G	PE	CHESF
41	007/2008	28/11/2008	LA - CC		ELETRONORTE E
42	007/2008	28/11/2008	LC - CC		ELETRONORTE E
43	007/2008	28/11/2008	LD - CC		CTEEP, FURNAS E CHESF
44	007/2008	28/11/2008	LF - CC		CTEEP, FURNAS E CHESF
45	007/2008	28/11/2008	LG - CC		ELETRONORTE E
46	008/2008	24/11/2008	C	MS/GO/MT	FURNAS
47	001/2009	08/05/2009	A	RS	CEEE
48	001/2009	08/05/2009	C	MT/RO	ELETRONORTE E CTEEP
49	001/2009	08/05/2009	D	RO/AC	ELETRONORTE E CTEEP
50	001/2009	08/05/2009	E	MT/RO	ELETRONORTE E CTEEP
51	001/2009	08/05/2009	F	PE/PB/AL/RN	CHESF
52	001/2009	08/05/2009	G	SP	FURNAS
53	001/2009	08/05/2009	I	SP	CTEEP
54	001/2009	08/05/2009	J	PR	COPEL
55	001/2009	08/05/2009	K	GO	FURNAS
56	001/2009	08/05/2009	L	BA	CHESF
57	005/2000	27/11/2009	A	GO	FURNAS
58	005/2000	27/11/2009	C	MA/CE	CHESF
59	005/2000	27/11/2009	E	ES	FURNAS
60	005/2000	27/11/2009	F	BA	CHESF
61	005/2000	27/11/2009	G	MG/ES	FURNAS
62	005/2000	27/11/2009	H	AM	ELETRONORTE
63	001/2010	11/06/2010	A	SP	COPEL
64	001/2010	11/06/2010	G	AL	CHESF
65	001/2010	11/06/2010	H	BA	CHESF
66	001/2010	11/06/2010	I	SP	COPEL
67	006/2010	03/09/2010	A	RN	CHESF
68	006/2010	03/09/2010	B	BA	CHESF
69	006/2010	03/09/2010	C	CE	CHESF

70	008/2010	09/12/2010	A	RS	CEEE
71	008/2010	09/12/2010	C	GO	FURNAS
72	008/2010	09/12/2010	F	MT	ELETRONORTE
73	001/2011	10/06/2011	A	RN/PB	CHESF
74	001/2011	10/06/2011	B	BA	CHESF
75	001/2011	10/06/2011	C	RN/CE	CHESF
76	004/2011	02/09/2011	A	AM/RR	ELETRONORTE
77	004/2011	02/09/2011	B	PA	ELETRONORTE
78	004/2011	02/09/2011	C	MT	ELETRONORTE
79	004/2011	02/09/2011	D	GO	FURNAS
80	004/2011	02/09/2011	E	PR	COPEL E ELETROSUL
81	004/2011	02/09/2011	G	PI	CHESF
82	004/2011	02/09/2011	H	PE	CHESF
83	004/2011	02/09/2011	I	BA	CHESF
84	004/2011	02/09/2011	K	SP	CTEEP
85	004/2011	02/09/2011	L	AL/PE/BA	CHESF E CTEEP
86	006/2011	16/12/2011	A	PR/SC/RS	ELETROSUL E COPEL
87	006/2011	16/12/2011	B	SE/AL/BA	CHESF
88	006/2011	16/12/2011	E	PR/SC/RS	COPEL
89	006/2011	16/12/2011	F	PR/SC/RS	COPEL E ELETROSUL
90	006/2011	16/12/2011	H	GO	FURNAS
91	006/2011	16/12/2011	I	MA	COPEL
92	002/2012	09/03/2012	A	MT/GO	COPEL
93	002/2012	09/03/2012	B	MT/GO/MG	COPEL
94	002/2012	09/03/2012	C	AM	ELETRONORTE
95	002/2012	09/03/2012	D	BA	CHESF
96	002/2012	09/03/2012	E	RJ	FURNAS
97	003/2012	20/04/2012	A	PE	CHESF
98	003/2012	20/04/2012	B	RN	CHESF
99	003/2012	20/04/2012	C	BA	CHESF
100	005/2012	06/06/2012	A	RS	ELETROSUL
101	005/2012	06/06/2012	C	PR	COPEL
102	007/2012	01/11/2012	B	SP	COPEL
103	007/2012	01/11/2012	D	SP/MG	FURNAS
104	007/2012	01/11/2012	G	BA/GO/MG	COPEL E FURNAS
105	002/2013	12/07/2013	B	DF/GO	FURNAS E CELG
106	002/2013	12/07/2013	F	MS	CELG
107	007/2013	14/11/2013	A	SP/PR	COPEL E FURNAS
108	007/2013	14/11/2013	D	GO	CELG E FURNAS
109	007/2013	14/11/2013	F	PR	COPEL
110	007/2013	14/11/2013	I	RS/SC	ELETROSUL E CEEE
111	007/2013	14/11/2013	K	MS	ELETROSUL
112	007/2013	14/11/2013	N	AC	ELETRONORTE
113	001/2014	09/05/2014	F	MG/SP	COPEL
114	001/2014	09/05/2014	K	PR	COPEL
115	001/2014	09/05/2014	M	SP/PR	COPEL
116	004/2014	18/11/2014	A	RS	ELETROSUL
117	004/2014	18/11/2014	F	GO/MG	CELG
118	001/2015	26/08/2015	K	GO	CELG
119	005/2015	18/11/2015	E	PR/SC	COPEL
120	005/2015	18/11/2015	L	GO	CELG

Fonte: Editais e Resultados Leilões Transmissão – ANEEL (2000-2015)

2 – Participações de agentes da Cadeia Produtiva nos Leilões 2000 a 2015

	LEILÃO	DATA	LOTE	Agentes da Cadeia Produtiva
1	002/2000	31/08/2000	A	Civilia e Camargo Correa
2	002/2000	31/08/2000	B	Cobra e Isolux
3	004/2000	14/02/2000	B	Alusa e Schahin
4	004/2000	14/02/2000	C	Alusa e Schahin
5	002/2002	15/08/2002	D	Chain e Cia. Técnica Engenharia
6	002/2002	15/08/2002	E	Elecnor e Isolux
7	002/2002	15/08/2002	F	Chain e Cia. Técnica Engenharia
8	002/2002	15/08/2002	G	Elecnor e Isolux
9	002/2002	15/08/2002	H	Hotline
10	001/2003	23/09/2003	B	Santa Rita Engenharia e Cymi
11	001/2003	23/09/2003	D	Cymi e Fluxo Engenharia
12	001/2003	23/09/2003	E	Luminar Montagens
13	001/2003	23/09/2003	F	Alubar e Encomind Engenharia
14	001/2003	23/09/2003	G	Orteng
15	001/2004	30/09/2004	A	Elecnor
16	001/2004	30/09/2004	B	Cymi e Santa Rita Eng.
17	001/2004	30/09/2004	D	Isolux
18	001/2004	30/09/2004	F	Orteng e Cia Técnica de Eng.
19	001/2004	30/09/2004	J	Isolux
20	001/2004	30/09/2004	K	Schahin e Engevix
21	002/2004	18/11/2004	B	Cia. Técnica de Eng. E Orteng
22	001/2005	17/11/2005	B	Engevix
23	001/2005	17/11/2005	D	Chahin e Engevix
24	001/2005	17/11/2005	E	Chahin e Engevix
25	001/2005	17/11/2005	F	Alusa
26	003/2006	15/12/2006	A	Isolux
27	005/2006	24/11/2006	B	Cobra
28	005/2006	24/11/2006	C	Cobra
29	005/2006	24/11/2006	D	Interconexion
30	005/2006	24/11/2006	F	Cia Técnica de Eng.
31	004/2007	07/11/2007	B	Cymi
32	004/2008	27/06/2008	A	Isolux
33	004/2008	27/06/2008	B	Isolux
34	004/2008	27/06/2008	J	Elecnor
35	004/2008	27/06/2008	L	Elecnor
36	007/2008	28/11/2008	LB - CC	Cymi
37	007/2008	28/11/2008	LE - CC	Cymi
38	008/2008	24/11/2008	A	Cobra
39	008/2008	24/11/2008	B	Elecnor
40	001/2009	08/05/2009	A	Procable
41	005/2009	27/11/2009	A	Engevix
42	005/2009	27/11/2009	B	Cobra
43	005/2009	27/11/2009	C	ATP
44	005/2009	27/11/2009	G	Engevix
45	001/2010	11/06/2010	D	ARM e CME
46	001/2010	11/06/2010	E	Elecnor
47	008/2010	09/12/2010	A	Procable
48	008/2010	09/12/2010	C	Cel Eng. Desenvix e Santa Rita
49	008/2010	09/12/2010	G	Elecnor
50	008/2010	09/12/2010	H	Cobra
51	004/2011	02/09/2011	F	Orteng
52	004/2011	02/09/2011	J	Isolux
53	006/2011	16/12/2011	E	Elecnor
54	006/2011	16/12/2011	I	Elecnor
55	005/2012	06/06/2012	B	Elecnor
56	001/2013	10/05/2013	H	Isolux
57	001/2013	10/05/2013	I	Isolux
58	002/2013	12/07/2013	D	MFG Eng. E Geoenergy
59	002/2013	12/07/2013	E	MFG Eng. E Geoenergy
60	002/2013	12/07/2013	F	Cel Eng.
61	007/2013	14/11/2013	E	Braexenergy Devs. Projetos e LT Band. Emp.
62	007/2013	14/11/2013	G	Braexenergy Devs. Projetos e LT Band. Emp.
63	13/2013	13/12/2013	C	Braexenergy Devs. Projetos e LT Band. Emp.
64	13/2013	13/12/2013	D	Braexenergy Devs. Projetos e LT Band. Emp.
65	001/2014	09/05/2014	D	Cymi
66	001/2014	09/05/2014	E	Cymi

67	001/2014	09/05/2014	F	Elecnor
68	004/2014	18/11/2014	H	Isolux
69	007/2014	19/12/2014	A	Cymi
70	001/2015	26/08/2015	D	Isolux
71	001/2015	26/08/2015	H	Isolux
72	001/2015	26/08/2015	J	Planova Plan. E Const.
73	005/2015	18/11/2015	A	Brookfield
74	005/2015	18/11/2015	G	Planova Plan. E Const.
75	005/2015	18/11/2015	L	Cel Eng.

Fonte: Editais e Resultados Leilões Transmissão – ANEEL (2000-2015)

3 – Alterações Societárias nos Contratos de Concessões - Leilões 2000-2015.

Movimentações em Participações Acionárias – Contratos de Transmissão					
S e q.	Contrato Concessão	Alienante	Adquirente	Resolução Autorizativa ANEEL	Link
1	002/2	Instalaciones Inabensa S.A	Abengoa Brasil Ltda.	ReA 287/2004	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2004287.pdf
2	081/2	Asa Investment AG	Abengoa Brasil Ltda.	ReA 288/2004	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2004288.pdf
3	008/2004	Mastec Brasil S.A	Redistribuiu Participação (Eletronorte, Linear, Bimetal, Encomid e Alubar)	ReA 084/2005	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2005084.pdf
4	006/2004	Cymi S.A e Fluxo Eng.	TSN	ReA 479/2006	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2006479.pdf
5	085/200*	Schashin Holding	Cemig e Brascan Brasil	ReA 629/2006	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2006629.pdf
6	088/200*	Schashin Holding	Cemig, Brascan Brasil e MDU	ReA 630/2006	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2006630.pdf
7	043/200*	Schashin Holding	Cemig e Brascan	ReA 631/2006	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2006631.pdf
8	083/200*	Schashin Holding	Cemig, Brascan Brasil e MDU	ReA 632/2006	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2006632.pdf
9	042/200*	Schashin Holding	Cemig e Brascan Brasil	ReA 633/2006	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2006633.pdf
10	002/2005	Santa Rita Ltda.	Redistribuiu Participação (Cymi e Eletrosul)	ReA 767/2006	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2006767.pdf
11	096/200*	Cobra Instalaciones Y Servicios S.A	Lintran do Brasil e redistribuição (Isolux e Elecnor)	ReA 1062/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071062.pdf
12	084/200*	Cobra Instalaciones Y Servicios S.A	Lintran do Brasil e redistribuição (Isolux e Elecnor)	ReA 1062/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071062.pdf
13	086/200*	Cobra Instalaciones Y Servicios S.A	Lintran do Brasil e redistribuição (Isolux e Elecnor)	ReA 1062/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071062.pdf
14	001/200*	Cobra Instalaciones Y Servicios S.A	Lintran do Brasil e redistribuição (Isolux e Elecnor)	ReA 1062/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071062.pdf
15	003/2005	Cobra Instalaciones Y Servicios S.A	Lintran do Brasil e redistribuição (Isolux e Elecnor)	ReA 1062/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071062.pdf
16	009/200*	Cobra Instalaciones Y Servicios S.A	Lintran do Brasil e redistribuição (Isolux e Elecnor)	ReA 1062/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071062.pdf
17	003/200*	Cobra Instalaciones Y Servicios S.A	Lintran do Brasil e redistribuição (Isolux e Elecnor)	ReA 1062/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071062.pdf

18	004/2006	Cobra Instalaciones Y Servicios S.A	Lintran do Brasil e redistribuição (Isolux e Elecnor)	ReA 1062/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071062.pdf
*	088/2000	Brascan	Brookfield	ReA 1067/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071067.pdf
*	042/2001	Brascan	Brookfield	ReA 1067/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071067.pdf
*	043/2001	Brascan	Brookfield	ReA 1067/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071067.pdf
22	083/2002	Brascan	Brookfield	ReA 1067/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071067.pdf
*	085/2002	Brascan	Brookfield	ReA 1067/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071067.pdf
24	082/2002	Alcoa e Camargo Corrêa	Terna Participações S.A	ReA 1154/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071154.pdf
25	018/2002	Engevix	Desenvix	ReA 1226/2008	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081226.pdf
26	004/2007	Interconexion Electrica S.A E.S.P	Cteep e Cymi	ReA 1434/2008	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081434.pdf
27	001/2008	Cia. Transmissora E. E. Paulista	Cymi e Isolux	ReA 1616/2008	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081616.pdf
28	020/2008	Castelo Energética SA.	Everecy Participações Ltda.	ReA 1823/2009	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20091823.pdf
29	013/2008	Jorge Rodriguez Ortiz	Cymi e Redução da CTEEP para Cymi de 99,99% para 50% mais uma ação	ReA 2052/2009	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20092052.pdf
30	016/2008	Jorge Rodriguez Ortiz	Cymi e Redução da CTEEP para Cymi de 99,99% para 50% mais uma ação	ReA 2052/2009	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20092052.pdf
31	010/2005	Schahin eng. E Engevix. Eng.	Eletrosul	ReA 2246/2010	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20102246.pdf
*	096/2000	Isolux e Elecnor	SGBH Expansão Participações Ltda.	ReA 2551/2010	http://www.aneel.gov.br/cedoc/atrea20102551.pdf
*	086/2002	Isolux e Elecnor	SGBH Expansão Participações Ltda.	ReA 2551/2010	http://www.aneel.gov.br/cedoc/atrea20102551.pdf
*	001/2005	Isolux e Elecnor	State Grid Brazil Holding S.A	ReA 2551/2010	http://www.aneel.gov.br/cedoc/atrea20102551.pdf
*	003/2006	Isolux e Elecnor	State Grid Brazil Holding S.A	ReA 2551/2010	http://www.aneel.gov.br/cedoc/atrea20102551.pdf
36	002/2007	Isolux e Elecnor	State Grid Brazil Holding S.A	ReA 2551/2010	http://www.aneel.gov.br/cedoc/atrea20102551.pdf
37	003/2007	Isolux e Elecnor	State Grid Brazil Holding S.A	ReA 2551/2010	http://www.aneel.gov.br/cedoc/atrea20102551.pdf
38	007/2007	Isolux e Elecnor	State Grid Brazil Holding S.A	ReA 2551/2010	http://www.aneel.gov.br/cedoc/atrea20102551.pdf
39	028/2009	Delta Construções S.A	J. Malucelli Construtora de Obras SA.	ReA 2815/2011	http://www.aneel.gov.br/cedoc/atrea20112815.pdf
*	084/2002	Elecnor e Lintran	Isolux	ReA 2987/2011	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20112987.pdf
41	003/2005	Isolux e Lintran	Elecnor	ReA 2987/2011	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20112987.pdf
*	009/2005	Isolux e Elecnor (total) e parcial (Lintran e Abengoa)	Lintran	ReA 2987/2011	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20112987.pdf
43	021/2012	Elecnor e José Angel Lostao Unzu	Elecnor (redução de 99,9% para 50%) para Lintran	ReA 4545/2014	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20144545.ti.pdf
44	001/2013	Engeglobal	Fundo de Participações Caixa Milão	ReA 4554/2014	http://www.aneel.gov.br/cedoc/area20144554_1.pdf
*	083/2002	Alupar e Taesa	Reestruturação Alupar e Taesa e criação de EATE	ReA 4611/2014	http://www.aneel.gov.br/cedoc/area20144611_1.pdf

46	003/2010	Lintran do Brasil Participações S.A	State Grid Brazil Holding S.A	ReA 5013/2015	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20155013.ti.pdf
47	016/2010	Construção e Manutenção Eletromecânica S.A e Tecneira Aracaú Geração e Comercialização de Energia Elétrica S.A	State Grid Brazil Holding S.A	ReA 5014/2015	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20155014.ti.pdf
48	008/2013	Engglobal Construções Ltda e Bimetal Ind. Met. Ltda.	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão	ReA 4554/2015	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20144554.ti.pdf
49	028/2009	J. Malucelli	Furnas	ReA 5414/2015	http://www.aneel.gov.br/cedoc/area20155414_1.pdf
50	009/2009	J. Malucelli	Geebras Participações Ltda.	ReA 5411/2015	http://www.aneel.gov.br/cedoc/area20155411_1.pdf
51	024/2010	J. Malucelli	Geebras Participações Ltda.	ReA 5411/2015	http://www.aneel.gov.br/cedoc/area20155411_1_1.pdf
52	002/2010	J. Malucelli e Desenvix	Geebras Participações Ltda.	ReAs 5411 e 5412/2015	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20155412.ti.pdf
53	008/2010	J. Malucelli e Desenvix	Geebras Participações Ltda.	ReAs 5411 e 5412/2015	http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20155412.ti.pdf
54	008/2011	Cteep	Chesf	ReA 5218/2015	http://www.aneel.gov.br/cedoc/area20155218_1.pdf

Fonte: Resoluções Autorizativas – ANEEL