

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS,
ESTRATÉGIAS E DESENVOLVIMENTO**

JULIANA JONAS CYPRIANO

**O PAPEL DO ESTADO NA COORDENAÇÃO DE ESTRUTURAS
HÍBRIDAS: ESTUDO DO SETOR DE GERAÇÃO
HIDRELÉTRICA BRASILEIRO**

**RIO DE JANEIRO
Setembro/2014**

Juliana Jonas Cypriano

**O PAPEL DO ESTADO NA COORDENAÇÃO DE ESTRUTURAS
HÍBRIDAS: ESTUDO DO SETOR DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA
BRASILEIRO**

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Orientador: Ronaldo Fiani

RIO DE JANEIRO
Setembro/2014

FICHA CATALOGRÁFICA

C996 Cypriano, Juliana Jonas

O papel do Estado na coordenação de estruturas híbridas: estudo do setor de geração hidrelétrica brasileiro/ Juliana Jonas Cypriano. - 2014.

147 f. ; 31 cm.

Orientador: Ronaldo Fiani.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, 2014.

Bibliografia: f. 135-143.

1. Estruturas Híbridas. 2. Centro Estratégico. 3. Geração Hidrelétrica. I. Fiani, Ronaldo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto Economia. III. Título.

CDD 338.9

Juliana Jonas Cypriano

**O PAPEL DO ESTADO NA COORDENAÇÃO DE ESTRUTURAS
HÍBRIDAS: ESTUDO DO SETOR DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA
BRASILEIRO**

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

BANCA EXAMINADORA:

Ronaldo Fiani, PPED/IE/UFRJ (Orientador)

Ana Célia Castro, PPED/IE/UFRJ

Nelson Fontes Siffert Filho, BNDES

SUPLENTE:

Mônica Desidério, PPED/IE/UFRJ

Ronaldo Goulart Bicalho, GEE/IE/UFRJ

RIO DE JANEIRO
Setembro/2014

RESUMO

A presente dissertação se dedica ao estudo do papel do Estado na coordenação dos agentes em estruturas de governança híbridas, através da aplicação do conceito de centro estratégico à atuação do Estado brasileiro no setor de geração hidrelétrica. O centro estratégico, conceito introduzido por Claude Ménard, define o agente responsável pela coordenação das estruturas híbridas, ou seja, aquele que incentiva à cooperação entre as partes e evita conflitos que levem à não realização de investimentos específicos. A aplicação do conceito de centro estratégico à atuação do Estado é importante dado que o processo de desenvolvimento geralmente engloba o investimento em ativos específicos. A principal abordagem teórica utilizada é a Teoria dos Custos de Transação (TCT), que relaciona a presença de custos de transação com a definição de estruturas de governança para organizar as relações. O foco de análise é o setor hidrelétrico brasileiro, com alto grau de ativos específicos e de incertezas, cujas relações são organizadas por meio de uma estrutura híbrida, formada por empresas públicas e privadas. Buscou-se identificar os mecanismos de incentivo e controle utilizados pelas instituições candidatas à centro estratégico, em dois níveis: na coordenação dos investimentos e na coordenação do aporte financeiro. Na coordenação dos investimentos foram analisadas as ações de duas instituições do Estado ligadas ao Ministério de Minas e Energia, a Empresa de Pesquisa Energética e a Agência Nacional de Energia Elétrica. Na coordenação do aporte financeiro foram analisadas as ações do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Os resultados mostram que o Estado brasileiro atua parcialmente como centro estratégico na coordenação dos investimentos. Já sua atuação no aporte financeiro aos projetos se conforma mais plenamente ao conceito de centro estratégico. Dessa forma, acredita-se que este tipo de abordagem pode contribuir para a discussão do papel do Estado em estruturas de governança híbridas, sobretudo na presença de ativos específicos e em ambientes sujeitos a incerteza e complexidade.

Palavras-Chaves: Estruturas de Governança; Centro Estratégico; Ativos Específicos; Energia Hidrelétrica.

ABSTRACT

This research is dedicated to studying the role of the State in the coordination of agents in hybrid governance structures, by applying the concept of strategic center to acting in the Brazilian state of hydro generation sector. The strategic center, concept introduced by Claude Ménard, defines the agent responsible for coordinating hybrid structures, i.e., one who encourages cooperation between the parties and avoids conflicts leading to non-realization of specific investments. The application of the concept of strategic center for state action is important because the development process generally includes investment in specific assets. The main theoretical approach used is the Transaction Cost Theory (TCT), which relates the presence of transaction costs with the definition of governance structures to organize relations. The focus of analysis is the Brazilian hydropower sector, with high asset specificity and uncertainty, and whose relations are organized through a hybrid structure, consisting of public and private companies. We sought to identify the incentive and control mechanisms used by the applicant institutions to strategic center, on two levels: the coordination of investments and coordination of financial support. Coordination of investments in shares of two state institutions linked to the Ministry of Mines and Energy, the Energy Research Corporation and the National Electric Energy Agency were analyzed. Coordination of financial supports the actions of the National Bank for Economic and Social Development were analyzed. The results show that the Brazilian state acts partially as a strategic center in the coordination of investments. Since its performance in financial support to projects more fully conforms to the concept of strategic center. Thus, it is believed that this approach can contribute to the discussion of the role of the state in hybrid governance structures, especially in the presence of specific assets and in environments subject to uncertainty and complexity.

Key-words: Governance Structure; Strategic Center; Asset Specificity; Hydropower Energy.

AGRADECIMENTOS

Após 4 anos de trabalho no BNDES, a busca por formas de aprimoramento à atuação de uma instituição pública me fez buscar o mestrado no PPED. Assim, agradeço às professoras Ana Célia e Renata por terem organizado um programa completo para aqueles que buscam aprofundar o conhecimento em áreas tão importantes ao desenvolvimento econômico.

A dedicação ao Mestrado foi possível graças ao apoio do BNDES, instituição a que estou vinculada desde 2008 e que me propiciou numerosas oportunidades de desenvolvimento profissional.

Agradeço ao prof. Ronaldo Fiani por ter aceitado o convite de me orientar, de forma completa e clara, e compartilhado o seu conhecimento sobre a atuação do Estado.

Agradeço aos professores da banca: a professora Ana Célia Castro por ter aceitado participar da minha banca de qualificação e da defesa do projeto e aos professores Mônica Desidério e Ronaldo Bicalho. Ao Nelson Siffert meu sincero agradecimento pelo suporte e troca de experiências no BNDES e por ter aceitado o convite de participar da defesa do projeto.

Aos amigos do BNDES meu agradecimento pela troca de experiências e colaboração: Marcia Leal, Joaliza Paulon, Eduardo Chagas, Luiz Antonio Pazos, Jonathan Willis, Andre Zanette, Ricardo Brandão, Fabio Scherma, Adriano Zanetti. Agradeço ao Edmar Raimundo por ter compreendido as inúmeras vezes que precisei me ausentar ou me atrasar para o cumprimento de minhas tarefas e pela troca de ideias que culminaram com esse trabalho. Ao colega Alexandre Siciliano um especial agradecimento por ter compartilhado comigo todo o seu conhecimento do setor elétrico, levantando pontos primordiais que foram analisados no presente trabalho.

Aos meus amigos da vida, de inúmeros momentos e lugares, que sempre me acompanharam e apoiaram. Como vocês sabem, sem o encontro “sextaferiano” na pracinha e os sambinhas esporádicos de segunda feira meus pensamentos produtivos certamente não aflorariam.

Dedido esse trabalho à minha família, Sonia, Aryvelto e Raphael, meu eterno suporte e meus grandes amores. Obrigada por todo amor, atenção e cuidado.

Enfim, meu agradecimento a todos que de alguma maneira colaboraram para a execução do trabalho.

LISTA DE TABELAS, FIGURAS e QUADROS

Quadro 1.1 – Atributos de governança do setor privado.....	28
Figura 1.1 – Coordenação em estruturas de governança.....	35
Quadro 2.1 – Pontos de Intervenção para o Setor Privado.....	53
Figura 2.1 – Partes envolvidas no desenvolvimento de um projeto hidrelétrico.....	56
Tabela 3.1 – Geração de energia no Brasil, por tipo de fonte.....	68
Figura 3.1 – Mapa do Sistema Elétrico Nacional.....	69
Figura 3.2 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico.....	78
Figura 3.3 – Ciclo de implantação de empreendimentos hidrelétricos.....	81
Quadro 3.1 – Descrição dos Tipos de Leilões.....	84
Figura 4.1 – Etapas do desenvolvimento do projeto de uma UHE.....	89
Figura 4.2 – Centro estratégico na definição das características da UHE.....	92
Tabela 4.1 – Deságios finais nos LEN de hidrelétricas (desde 2007).....	97
Figura 4.3 – Centro estratégico no licenciamento ambiental prévio.....	101
Quadro 4.1 – Licenciamento ambiental prévio.....	103
Figura 4.4 – Centro estratégico na conexão da UHE ao SIN.....	106
Figura 4.5 – Centro Estratégico na Licitação.....	112
Tabela 4.2 – Condições financeiras do Financiamento do BNDES à geração hidrelétrica....	119
Figura 4.6 – Centro Estratégico no Financiamento.....	122
Quadro 4.2 – Estrutura contratual dos financiamentos do BNDES na modalidade de <i>project finance</i>	124

LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANA	Agência Nacional de Águas
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social
BOO	Build, Own, and Operate
BOT	Build, Operate, and Transfer
BTO	Build, Transfer, and Operate
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador de Planejamento do Setor Elétrico
CCVE	Contratos de Compra e Venda de Energia
CDE	Contribuição de Desenvolvimento Energético
CGCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
ELETRORÁS	Centrais Elétricas Brasileiras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética

EVTE	Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica
FIP	Fundo de Participação em Investimento
FUNAI	Fundação Nacional do Índio
GCOI	Grupo Coordenador para a Operação Interligada
GCPS	Grupo Coordenado de Planejamento Setorial dos Sistemas Elétricos
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
ICSD	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida
IPHAN	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
LDO	Lease, Develop and Operate
LEN	Leilão de Energia Nova
LI	Licença de Instalação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
LPE	Leilão de Projeto Estruturante
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
O&M	Operação e Manutenção
ONG	Organização Não-Governamental
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
PNE	Plano Nacional de Energia
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
RAP	Receita Anual Permitida

RGR	Reserva Global de Reversão
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SAC	Sistema de Amortização Constante
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SEMA	Secretaria de Meio Ambiente
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TCT	Teoria dos Custos de Transação
TCU	Tribunal de Contas da União
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TR	Termo de Referência
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	14
1. A Definição de Estruturas de Governança e a Coordenação de Investimentos Específicos	19
Introdução	19
1.1 A Teoria dos Custos de Transação	20
1.2 Definição das Estruturas de Governança	23
1.3 Estruturas de governança híbridas e o conceito de centro estratégico	30
1.4 Papel do Estado na coordenação dos investimentos específicos.....	38
Conclusão.....	41
2. Estruturas de Governança do Setor de Geração Hidrelétrica	43
Introdução	43
2.1 O Setor de Geração Hidrelétrica: características e riscos inerentes	44
2.2 Estruturas de governança do setor de geração de energia elétrica	50
2.2.1 As estruturas de governança híbridas e o papel do setor privado.....	50
2.2.2 Estruturas de coordenação: o papel do Estado como centro estratégico no setor de geração hidrelétrica	58
Conclusão.....	64
3. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro.....	66
Introdução	66
3.1 Características do Setor Elétrico Brasileiro	67
3.2 Histórico do setor elétrico brasileiro e as reformas da década de 1990	70
3.3 O Novo Modelo do SEB	75
3.4 O setor de geração hidrelétrica no Modelo do SEB	80
Conclusão.....	85
4. O papel do Estado no Processo de Implantação de Empreendimentos Hidrelétricos	87
Introdução	87

4.1	O Estado como centro estratégico na coordenação dos investimentos	88
4.1.1	Inventário dos rios, Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica e cálculo do preço teto do leilão	91
4.1.2	Licenciamento ambiental prévio.....	99
4.1.3	Conexão ao Sistema Interligado Nacional – SIN	106
4.1.4	A licitação do empreendimento	111
4.2	O Estado como centro estratégico na coordenação do aporte financeiro.....	114
4.2.1	A coordenação previamente à realização do leilão.....	118
4.2.2	A coordenação do financiamento de longo prazo.....	121
	Conclusão.....	127
	CONCLUSÃO FINAL	130
	Referências Bibliográficas.....	135
	APÊNDICE A - Novos Empreendimentos em Implantação decorrentes de Leilões de Geração Hidrelétrica (2005 A 2013).....	144

INTRODUÇÃO

Ao longo da trajetória de desenvolvimento dos países, o Estado sempre exerceu papel de ator chave na economia. Contudo, a partir da década de 1980, o debate sobre a atuação dos Estados e dos mercados se acentuou com o fortalecimento do pensamento neoliberal. A intervenção do Estado na economia passou a ser severamente criticada e passaram a ser implementadas políticas com vistas a reduzir seu escopo e tamanho, principalmente nos países em desenvolvimento. Dessa forma, a partir da década de 1990, o modelo de desenvolvimento da maioria dos países emergentes foi modificado e deixou de ser focado na ação do Estado para ter maior participação do setor privado. Foram implementadas nesse grupo de países uma série de políticas pró-mercado e o setor elétrico, bem como o de infraestrutura, teve parte de seus ativos alienados ao capital privado.

Essa mudança no papel do Estado e o crescimento da participação do capital privado na economia foram responsáveis pela expansão de estruturas de governança híbridas como forma de organização das transações. No caso brasileiro, a introdução de competição na geração de energia a partir da década de 1990 modificou o papel que o Estado desempenhava no setor e tornou sua estrutura de governança híbrida, com a presença de agentes públicos e privados. Neste sentido, compreender a melhor forma de coordenar os investimentos nesse arranjo institucional adquire fundamental importância na formulação e implementação de estratégias e políticas de desenvolvimento.

O objeto de estudo desta dissertação é o papel do Estado na coordenação de estruturas de governança híbridas com agentes privados. A temática é a compreensão do papel que o Estado pode desempenhar na coordenação de investimentos de atores privados, na presença de especificidade de ativos e incertezas no ambiente das transações. O que justifica esta temática é o fato de os ativos específicos estarem presentes, em grande medida, no processo de desenvolvimento dos países, o que justificaria uma atuação direta do Estado. Dessa forma, compreender como o Estado pode coordenar os atores privados é importante para ampliar o conhecimento de seu escopo de atuação.

A escolha pela geração de energia hidrelétrica se justifica tendo em vista que o processo de desenvolvimento dos países envolve a necessidade de uma oferta crescente de energia elétrica e a hidroeletricidade é uma energia limpa e renovável, com grande potencial inexplorado, principalmente nos países em desenvolvimento.

O referencial teórico desta pesquisa é a Teoria dos Custos de Transação (TCT), que considera o papel chave dos custos de transação na decisão das firmas e na determinação da estrutura de governança que organizará as transações. Os custos de transação são os custos que nascem da passagem de um ativo por uma interface tecnológica, dada a presença de divisão técnica e social da atividade econômica. Sua magnitude depende dos atributos presentes nas transações, como frequência, especificidade de ativos e incertezas. Dentre esses atributos o presente trabalho dará um enfoque especial na especificidade de ativos, já que ela está presente, em grande medida, nos ativos de hidroeletricidade. Quanto mais específicos os ativos, maior a dependência bilateral entre as partes, o que demanda a estruturação de formas organizacionais apropriadas.

A magnitude dos custos de transação também é afetada pelo grau de desenvolvimento da governança que irá reger a transação. O principal objetivo da TCT é avaliar qual seria a estrutura de governança mais bem adaptada à determinada transação, ou seja, àquela que organiza a transação a um menor custo. Williamson (1996) demonstrou que no sistema econômico convivem duas formas de adaptação dos agentes: autônoma e coordenada. No mercado é promovida idealmente de forma exclusiva a adaptação do tipo autônoma e na firma (hierarquia) se promoveria também idealmente somente a adaptação coordenada. Numa estrutura híbrida, foco do presente trabalho, seriam promovidos os dois tipos de adaptação, autônoma e coordenada, daí a especificidade desse tipo de estrutura.

Nas estruturas híbridas convivem agentes autônomos, que compartilham ativos e direitos decisórios, e que necessitam se relacionar e cooperar para promoção de determinados investimentos. Menárd (2010) destaca que os agentes podem optar por organizar as transações através de estruturas híbridas, como forma de lidar com a incerteza e a complexidade. No caso da hidroeletricidade, dados os altos montantes de investimentos a serem realizados, unir-se com outros parceiros para compartilhar conhecimento e risco pode ser uma solução para realizar os investimentos.

No entanto, a presença desses agentes autônomos dentro da estrutura híbrida pode levar a conflitos e prejudicar os investimentos a serem realizados. Como forma de solucionar esse problema da coordenação em estruturas híbridas seria importante a figura de um ente coordenador, o centro estratégico, conceito desenvolvido por Menárd. O centro estratégico asseguraria a comunicação entre as partes e promoveria a cooperação, alocando as recompensas advindas da interação dos agentes. O objetivo é evitar que os conflitos

resultantes da relação entre as partes prejudique o investimento em ativos específicos. Como forma de mediar esse relacionamento, o centro estratégico deve possuir mecanismos de incentivo, controle, fiscalização e monitoramento, e é a magnitude desses mecanismos que determinará o sucesso da atuação do centro estratégico na coordenação dos agentes.

No caso dos ativos de hidroeletricidade, conforme será visto, a necessidade de coordenação é ressaltada pela sua característica de indústria de rede, com a presença de vários agentes presentes na cadeia de investimentos, compartilhando ativos, e onde a ação de um agente influencia a recompensa dos demais. Assim é determinante lidar com as falhas de coordenação ao longo da cadeia, para que não haja interrupções no processo que prejudiquem a implementação dos projetos e a oferta de energia.

Para o desenvolvimento da pesquisa foi escolhido o método estudo de caso, onde será analisado o caso específico do setor de geração hidrelétrica. Dessa forma será possível mapear as peculiaridades do setor e todas as instituições envolvidas na cadeia de investimentos, permitindo assim uma melhor compreensão e delimitação dos instrumentos de coordenação utilizados pelo Estado. Referido estudo pode ser aplicado a outras estruturas de governança híbridas da economia como forma de fortalecer essa compreensão do papel do Estado como centro estratégico.

Nesse sentido, essa pesquisa oferece como objetivo central: aplicar o conceito de centro estratégico, formulado por Claude Ménard, à atuação do Estado brasileiro nas estruturas de governança híbridas do setor de geração hidrelétrica. Ademais, o trabalho tem os seguintes objetivos específicos:

- a. Descrever as características dos ativos de geração hidrelétrica, mapeando os principais riscos e os possíveis custos de transação que podem surgir em sua implantação;
- b. Apresentar o processo de implementação de novos empreendimentos hidrelétricos no modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro, identificando as principais relações que necessitam da figura de um ente coordenador;
- c. Identificar, nas relações acima, as instituições no Estado brasileiro candidatas à atuação como centro estratégico e que mecanismos de incentivo e controle são utilizados para coordenar os investimentos e o aporte financeiro no setor hidrelétrico;
- d. Reconhecer méritos e possíveis lacunas da atuação dessas instituições, para

melhor compreensão dos aspectos positivos ou negativos associados à atuação do centro estratégico.

A hipótese a ser avaliada ao longo do trabalho é a de se o Estado pode desempenhar papel chave na coordenação de estruturas de governança híbridas que contenham agentes públicos e privados. Isso se justifica dado que o processo de desenvolvimento é dependente de investimentos em ativos específicos e deixar que o setor privado, cujo objetivo principal é a busca por recompensas individuais, conduza sozinho o processo pode levar a não realização de investimentos específicos. Mesmo nos casos em que há forte presença de atores privados no processo, como no caso do setor brasileiro de hidroeletricidade, a participação do Estado pode ser fundamental para dar a direção dos investimentos. Se esta hipótese se configura verdadeira, o estudo de caso é relevante para contribuir na discussão do papel do Estado em estruturas de governança híbridas.

O trabalho foi realizado a partir do levantamento da literatura pertinente em livros, periódicos acadêmicos, banco de teses e dissertações, banco de dados disponíveis na internet, sítios eletrônicos de instituições do Estado, notícias em jornais e revistas especializadas e legislação. Os principais dados estatísticos levantados, que auxiliarão na análise realizada, foram condensados no Apêndice A, que apresenta informações relativas aos leilões de energia realizados no Brasil no período de 2005 a 2013.

A pesquisa segregou a necessidade de coordenação no setor hidrelétrico em três níveis: coordenação dos investimentos, coordenação do aporte financeiro e coordenação da operação e da comercialização. O foco da pesquisa está nos dois primeiros níveis, já que a coordenação da operação em indústrias de rede já possui vasta literatura de análise. Na coordenação dos investimentos serão analisadas as ações das instituições do Estado brasileiro em quatro processos: (i) inventário dos rios, Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica e cálculo do preço teto do leilão; (ii) licenciamento ambiental prévio; (iii) conexão ao Sistema Interligado Nacional – SIN; e (iv) licitação. A coordenação do aporte financeiro está ligada ao equacionamento das fontes de recursos para o projeto, tendo em vista os elevados montantes de capital necessários aos investimentos. Para cada relação mapeada será identificada a instituição candidata à atuação como centro estratégico e que mecanismos de incentivo e controle são utilizados como forma de organização das transações. Para a realização da análise, a dissertação está estruturada em quatro capítulos, além da introdução, da conclusão e de um Apêndice.

No primeiro capítulo é apresentado o embasamento teórico da dissertação, através da apresentação dos principais conceitos da Teoria dos Custos de Transação, com enfoque na especificidade de ativos e nas estruturas de governança híbridas. Serão mapeadas as principais características dessas estruturas e as principais dificuldades enfrentadas em seu interior. Nesse capítulo será introduzido o conceito de centro estratégico e apresentada a justificativa de porque o Estado se situa numa posição privilegiada para atuar como centro estratégico em estruturas híbridas.

O segundo capítulo apresentará as principais características dos ativos de hidroeletricidade, de forma a mapear os principais riscos e custos de transação dos investimentos nesses ativos. Nesse capítulo será explicitada a divisão da coordenação em três níveis (investimentos, aporte financeiro e operação/comercialização) na tentativa de identificar as questões críticas que devem ser consideradas pelo centro estratégico na hora de coordenar os agentes.

O terceiro capítulo apresenta de forma breve um histórico do desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), com foco na identificação das principais instituições que atuam em seu interior. Também será explicitado o processo de implantação de novos empreendimentos hidrelétricos no atual modelo do SEB com o objetivo de apresentar as etapas que serão analisadas no capítulo quatro.

No quarto capítulo serão aplicados os conceitos desenvolvidos nos capítulos anteriores. Esse capítulo é dividido em duas principais seções: coordenação dos investimentos e coordenação do aporte financeiro. O objetivo é investigar se o Estado atua como centro estratégico nesses dois níveis de coordenação. A análise tentará mapear as instituições candidatas à centro estratégico nesses casos, bem como os mecanismos de incentivo, controle, fiscalização e monitoramento, à disposição desses centros estratégicos. Assim, na medida do possível, serão demonstrados méritos ou deméritos da atuação dessas instituições e, em alguns casos, sugeridas melhorias ao processo. Uma conclusão geral encerra o trabalho.

1. A DEFINIÇÃO DE ESTRUTURAS DE GOVERNANÇA E A COORDENAÇÃO DE INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS

Introdução

O presente capítulo tem o objetivo de estabelecer o embasamento teórico para a dissertação e os conceitos fundamentais da Teoria dos Custos de Transação (TCT). O ponto de partida é a compreensão de que os mercados não são adequados para qualquer tipo de transação, como se pressupõe na análise econômica tradicional, e que existem outros arranjos institucionais, alternativos ao mercado, para organização das transações econômicas.

Como a dissertação analisará o papel do Estado como centro estratégico na coordenação dos investimentos privados em hidroeletricidade no Brasil, este primeiro capítulo tem a função principal de apresentar o conceito de centro estratégico, desenvolvido por Claude Ménard, que será posteriormente utilizado na dissertação. Assim sendo, o capítulo inicia com uma revisão da TCT, procurando analisar os conceitos fundamentais dessa teoria, em especial as estruturas de governança híbridas. Na sequência, apresenta o conceito de centro estratégico, para posteriormente discutir o papel do Estado na coordenação das estruturas híbridas.

Primeiramente é importante compreender as principais dimensões envolvidas em uma transação, nas quais se destaca o conceito de especificidade de ativos, que caracteriza ativos com elevados custos irrecuperáveis (*sunk costs*), que não podem ser realocados para outros usos sem perdas consideráveis de valor. A presença de ativos específicos nas transações aumenta a incerteza e gera conflitos. Os custos resultantes desse tipo de conflito são os chamados custos de transação, que são o foco de análise da TCT.

Os investimentos em infraestrutura, por exemplo, frequentemente englobam ativos com elevado grau de especificidade. Dessa forma, dado o papel dos ativos específicos para o desenvolvimento econômico dos países, é importante analisar qual a melhor forma de se organizar as transações envolvendo esses ativos. Mais especificamente, será dado um enfoque especial às estruturas de governança híbridas e ao papel destacado do centro estratégico na coordenação de atores presentes nessas estruturas. A análise no interior das estruturas híbridas será o ponto de partida para compreender que papel o Estado pode exercer na coordenação de investimentos que envolvem especificidades de ativos e elevados custos de transação.

Para tanto, o capítulo será dividido em quatro seções. Na próxima seção é abordada a Teoria dos Custos de Transação. Na seção subsequente apresenta-se a análise das estruturas de governança com destaque para o modelo analítico proposto por Williamson (1991) que relaciona as características das transações com suas respectivas estruturas contratuais. A terceira seção deste capítulo se concentra na análise das características das estruturas de governança híbridas e apresenta o conceito de centro estratégico. Como a presente dissertação tem o objetivo de analisar o papel do Estado como coordenador de investimentos, para aproximar esta discussão do tema da dissertação, a quarta seção aborda diretamente o problema de coordenação de investimentos na presença de ativo específicos.

1.1 A Teoria dos Custos de Transação

A Teoria dos Custos de Transação (TCT) foi desenvolvida por Williamson em dois de seus trabalhos principais: *Markets and Hierarchies* (1975) e *The Economics Institutions of Capitalism* (1985). Seu ponto de partida foi o artigo seminal *The Nature of the Firm* (1937) de Ronald Coase, que aborda as condições sobre as quais os custos de transação se tornam relevantes, procurando elucidar a razão de existência da firma enquanto alternativa de coordenação das relações econômicas vis-à-vis ao mercado. Com a publicação, em 1975, de “*Markets and Hierarquies*”, Williamson reuniu “[...] dispersed elements (including his own contributions) into a coherent framework that linked transaction costs, contractual arrangements, and modes of organisation, thus providing a model that remains at the core of the micro-analytical branch of NIE”¹ (Ménard e Shirley, 2005, p. 283).

A TCT apresenta uma teoria geral que analisa a estrutura de governança, baseando-se na combinação de comportamento individual e atributos das transações. O foco de análise da TCT são os arranjos institucionais², ou estruturas de governança de acordo com classificação utilizada por Williamson. Williamson (1986) emprega o termo estrutura de governança para

¹ “[...] elementos dispersos (incluindo suas próprias contribuições) em um quadro coerente que conecta custos de transação, arranjos contratuais e modos de organização, proporcionando assim um modelo que permanece no núcleo do ramo micro-analítico da NEI”.

² A definição de instituições aqui adotada é aquela empregada por North, “instituições são as regras do jogo em uma sociedade ou, mais formalmente, são as restrições humanamente inventadas que moldam a interação humana” (North, 1990, p. 3). Instituições “[...] estruturam incentivos para a troca entre as pessoas, sejam eles políticos, sociais ou econômicos” (op. cit.), e incluem tanto as regras formais, como as leis e constituições, e restrições informais, como as convenções e normas. O papel principal das instituições seria o de reduzir as incertezas existentes no ambiente, criando estruturas estáveis que regulem a interação entre os indivíduos.

caracterizar a matriz institucional dentro da qual as transações são negociadas e executadas. Enquanto, o ambiente institucional trata da regra mais geral como, por exemplo, o sistema legal e as regras que afetam todos os setores, o arranjo institucional engloba a regra peculiar, em nível microeconômico, que afeta somente *determinado setor* e tem como objetivo coordenar a forma como os agentes econômicos neste setor interagem e transacionam entre si. Por exemplo, regras peculiares que organizam a atividade de determinado setor, como o setor elétrico ou mercado de derivativos, ou as regras que coordenam uma aliança entre empresas – como franquias e parcerias – seriam casos de arranjos institucionais. A importância na análise dos arranjos institucionais se deve ao seu impacto no desenvolvimento dos países. “Com efeito, há evidências de que a construção de arranjos institucionais adequados é condição para a consecução de políticas públicas bem-sucedidas” (Fiani, 2013).

A TCT se tornou operacional a partir da análise de três passos, descritos em Tadelis e Williamson (2012, p.9):

First, it took the transaction to be the basic unit of analysis and named the key attributes across which transactions differ. Second, it described the properties of alternative modes of governance. Last, the analysis was completed by applying the ‘discriminating alignment’ hypothesis: different kinds of transactions are more efficiently governed by different modes of governance.³

A unidade básica de análise da TCT é a transação, que afeta a forma de organização interna das empresas e com isso influi em sua estrutura hierárquica. A definição de transação utilizada no presente trabalho é aquela desenvolvida nos trabalhos de Williamson, “[...] uma transação como sendo a passagem de um ativo através de uma interface tecnológica, ou seja, a passagem de um ativo através de uma fronteira que separa duas atividades econômicas distintas” (FIANI, 2011, p.65). A transação se torna objeto de investigação porque, de uma maneira geral, ela implica custos associados à essa passagem do ativo. Tal como destacado por Williamson (1999, p.312), “not only does transaction cost economics agree that the transaction is the basic unit of analysis, but it views governance as the means by which order is accomplished in a relation in which potential conflict threatens to undo or upset

³ “Primeiro, ele toma a transação como a unidade básica de análise e nomeia os atributos-chave que diferem as transações. Em segundo lugar, ele descreve as propriedades de modos alternativos de governança. Por último, a análise é concluída pela aplicação da hipótese de alinhamento discriminatório: diferentes tipos de transações são mais eficientemente governados por diferentes modos de governança”.

opportunities to realize mutual gains”⁴.

O ponto chave na análise da TCT é justamente a definição desses custos, os chamados custos de transação, que afetam as decisões da firma e determinam a estrutura institucional da organização econômica. Os custos de transação são os custos de organizar o sistema econômico, dada a presença de divisão técnica e social da atividade econômica. Podem ser *ex-ante* ou *ex-post*, sendo os primeiros relacionados aos dispêndios em se negociar os termos da transação, como o estabelecimento contratual de salvaguardas, e o segundo relacionado aos custos de adaptação e correção de eventualidades que possam surgir ao longo da transação. Williamson (1985, p. 20) define custos *ex-ante* como: “the costs of drafting, negotiating, and safeguarding an agreement”⁵. Já os custos *ex-post* advém do monitoramento, renegociação e adaptação dos termos contratuais às novas circunstâncias. O estabelecimento *ex-ante* de todos os atributos de uma operação, bem como de eventuais problemas que possam surgir ao longo da execução dos contratos, seria a forma de minimizar os custos de transação. Porém, quando se trata de transações com elevado grau de incerteza e complexidade, é praticamente impossível prever todas as contingências que podem ocorrer com uma transação, de forma que a definição contratual de todas as salvaguardas pode tornar os custos de transação impeditivos.

Ressalte-se que os custos de transação não estão presentes somente nas transações no mercado, mas, também, nas transações realizadas intrafirmas. Logo, a forma pela qual as atividades são coordenadas internamente pelas firmas também é importante para o funcionamento do sistema econômico.

A partir dessas contribuições teóricas, Williamson definiu duas hipóteses comportamentais decisivas na compreensão da TCT: racionalidade limitada e oportunismo. Essas hipóteses, num ambiente complexo e difícil de prever, são a razão da existência de custos nas transações. A dimensão desses custos depende dos atributos das transações, como frequência, especificidade do ativo e incertezas⁶.

O conceito de racionalidade limitada (*bounded rationality*) constitui um dos pilares da teoria de Williamson e se contrapõe ao conceito de racionalidade da economia neoclássica.

⁴ “[...] não só a economia dos custos de transação concorda que a transação é a unidade básica de análise, mas ela vê a governança como o meio pelo qual a ordem é realizada em uma relação em que o conflito potencial ameaça desfazer ou perturbar oportunidades de realização de ganhos mútuos”.

⁵ “[...] os custos de preparar, negociar e salvaguardar um acordo”.

⁶ Essas dimensões das transações serão analisadas no item 1.3.

“This refers to behavior that is intendedly rational but only limitedly so; it is a condition of limited cognitive competence to receive, store, retrieve, and process information. All complex contract are unavoidably incomplete because of bounds on rationality⁷” (WILLIAMSON, 1996, p. 377). A questão é discutir se existem ou não limites à capacidade cognitiva da mente humana e quais as consequências disso para as transações econômicas.

O oportunismo é o outro pressuposto comportamental, que resulta da ação dos indivíduos na busca do seu auto interesse. Parte do pressuposto de que um agente desfrutará de algum benefício por possuir informação privilegiada sobre a realidade, “this includes but scarcely limited to more blatant forms, such as lying, stealing, and cheating. Opportunism more often involves subtle forms of deceit. Both active and passive forms and both ex ante and ex post types are included⁸” (WILLIAMSON, 1985, p. 47). Em um mundo onde a informação não é perfeita, surge espaço para comportamentos oportunistas por parte dos agentes na busca por vantagens nas relações econômicas.

Tendo em vista que as transações econômicas estão frequentemente cercadas de complexidade e incerteza, o monitoramento ou a inclusão de salvaguardas contratuais não ocorre sem um custo, e esses pressupostos comportamentais discutidos estão associados a tais custos. A magnitude desses custos também é alterada pelo grau de desenvolvimento da governança. A próxima seção tem justamente o objetivo de destacar como a TCT trata da definição das estruturas que irão governar as transações e como esse processo é importante para a redução dos custos de transação.

1.2 Definição das Estruturas de Governança

Um dos pontos chave no enfoque da TCT é o problema da coordenação econômica, que é a capacidade dos agentes se adaptarem às mudanças no ambiente econômico. A TCT se destina a avaliar qual estrutura de coordenação seria mais adequada para uma determinada transação. Em suas relações econômicas as firmas podem optar por pelo menos três modos gerais de coordenação (estruturas de governança), selecionando aquele que minimiza os

⁷ “Isso se refere ao comportamento que pretende ser racional, mas apenas limitadamente; resulta da condição de competência cognitiva limitada de receber, estocar, recuperar e processar a informação. Todos os contratos complexos são inevitavelmente incompletos devido à racionalidade limitada”

⁸ “[...] isto inclui mas certamente não está limitado às formas mais óbvias, tais como a mentira, o roubo e a fraude. O oportunismo envolve na maioria das vezes formas sutis de engodo. Tanto na forma ativa e passiva quanto nos tipos ex-ante e ex-post”.

custos de transação: (i) via mercado; (ii) formas híbridas; e (iii) hierarquia (integração vertical). Mais precisamente, quanto maior o custo de transação mais complexa será a sua estrutura de governança. Na tentativa de selecionar a forma de coordenação mais adequada à transação, é importante destacar três dimensões que afetam os custos de transação: a especificidade de ativos, a incerteza e a frequência.

A especificidade do ativo transacionado, de acordo com a classificação utilizada por Williamson (1996, p.105), “has reference to the degree to which an asset can be redeployed to alternative uses and by alternative users without sacrifice of productive value”⁹. Se um ativo sofre uma desvalorização importante além da depreciação, ao ser empregado em uma atividade distinta daquela originalmente planejada, pode ser classificado como um ativo específico. Ativos com maior especificidade tendem a causar maior dependência bilateral do contratante pelo contratado, dessa forma, a identidade das partes numa transação é importante na presença desses ativos à medida que as chances de atitudes oportunistas e de expropriação pelo contratado se elevam. Ainda de acordo com Williamson (1985; 1996), a especificidade de ativos pode ser de vários tipos: localização, atributos físicos, ativos dedicados, ativos humanos, marca e especificidade temporal.

Na especificidade locacional o espaço geográfico é fundamental para que o ativo possa ser utilizado. De acordo com Williamson (1985, p. 85), tal especificidade está relacionada a uma “condição de imobilidade”, já que é impossível deslocar o ativo de lugar. Logo, fatores como meios de transporte e logística devem ser levados em consideração para que ocorra uma transação. Por exemplo, investimentos em ativos de infraestrutura possuem elevado grau de especificidade locacional, tendo em vista que seu valor está intrinsecamente relacionado à sua localização.

Uma segunda fonte de especificidade diz respeito às características físicas do ativo, que estão relacionadas à sua limitação de uso (ver Williamson, 1985, p. 95). É o caso de equipamentos ou maquinários que têm uso restrito para uma determinada atividade não podendo ser reempregáveis em outras funções. A partir do exemplo anterior de investimentos em infraestrutura, as turbinas hidrelétricas, por exemplo, que são feitas sob encomenda para determinado projeto não podem ser utilizadas em outro projeto que não contenha determinadas características físicas que maximizem o seu uso.

⁹ “[...] tem referência ao grau com o qual um ativo pode ser reutilizado em alternativos usos, e por alternativos usuários sem sacrificar seu valor produtivo”.

Outra fonte de especificidade são os ativos que possuem caráter dedicado, que foram planejados em função de uma demanda no futuro. Williamson (*op.cit.*, p.96) destaca que quanto maior a presença de ativos dedicados na transação, mais se justifica que seja criada uma estrutura de governança específica para ela. É o caso dos investimentos em geração de energia, foco do presente trabalho, que são realizados na expectativa de determinada demanda que, caso não se realize, pode provocar perdas significativas ao gerador. Nesses casos, uma estrutura de governança que assegure a venda de energia antecipadamente pode ser uma solução, já que o cancelamento dos contratos de venda de energia levará o fornecedor a um problema de excesso de capacidade de produção, gerando ociosidade dos ativos.

A especificidade de ativos humanos está presente em transações que necessitam de mão de obra altamente especializada e capacitada para atender a tarefas muito específicas. Williamson (1985, p.96) identifica duas origens para essa especificidade: o “aprender fazendo” (“*learning by doing*”), que engloba àquelas experiências dos funcionários que não são codificadas, e, portanto, dificilmente transmitidas; e a outra é aquela oriunda do trabalho em equipe. Já a especificidade de marca está relacionada à reputação que o nome da empresa ou do produto tem no mercado.

No caso da especificidade temporal, o valor de uma transação depende, sobretudo, do tempo em que ela se processa. Segundo Masten, Meehan e Snyder (1999), a especificidade temporal surge quando as diferentes fases de produção têm que ser coordenadas para garantir que o produto seja produzido e entregue no prazo. Falhas em qualquer estágio do processo, podem interromper a produção e, conseqüentemente, ocasionar atrasos na entrega final do produto.

Where timely performance is critical, delay becomes a potentially effective strategy for exacting price concessions. Knowing that interruptions at one stage can reverberate throughout the rest of the project, an opportunistic supplier may be tempted to seek a larger share of the gains from trade by threatening to suspend performance at the last minute. Even though the skills and assets necessary to perform the task may be fairly common, the difficulty of identifying and arranging to have an alternative supplier in place on short notice introduces the prospect of strategic holdups¹⁰ (Masten, Meehan e Snyder, 1999, p. 9).

¹⁰ “Onde a performance depende do tempo é crítica, o atraso se torna uma estratégia potencialmente eficaz para concessões de preços. Sabendo que as interrupções em um estágio podem reverberar em todo o resto do projeto, um fornecedor oportunista pode ser tentado a buscar uma fatia maior dos ganhos do comércio, ameaçando suspender a execução, no último minuto. Mesmo que as competências e os ativos necessários para executar a tarefa sejam comuns, a dificuldade de identificar e de se organizar para ter um fornecedor alternativo em curto prazo, apresenta uma perspectiva de ganhos estratégicos”.

Esse tipo de especificidade também é relevante no caso do setor elétrico, devido à sua característica de indústria de rede¹¹, com presença de vários agentes na cadeia de investimentos, onde atrasos em qualquer elo da cadeia podem ocasionar em perdas para os demais agentes. Ademais, a questão do tempo também é relevante no caso da sincronização entre demanda e oferta do sistema, já que a energia não é estocável.

Dessa forma, “a especificidade dos ativos representa o mais importante indutor da forma de governança, uma vez que os ativos mais específicos estão associados a formas de dependência bilateral que irá implicar na estruturação de formas organizacionais apropriadas” (ZYLBERSZTAJN, 1995, p. 24).

Dado os dois pressupostos comportamentais destacados por Williamson – racionalidade limitada e oportunismo – outra dimensão das transações merece destaque, a incerteza. Williamson (1985, p. 57-58) distinguiu dois tipos de incerteza: primária, relacionada aos diferentes estados da natureza na qual ocorrem às transações; e comportamental, a qual está relacionada ao comportamento oportunista dos indivíduos. Ou seja, Williamson distinguiu a incerteza que emerge de dentro da transação e aquela que se origina de fora¹². A presença de incerteza nas transações torna imprevisível a identificação de possíveis desvios futuros de comportamentos e de falsos sinais e informações por parte das partes envolvidas na transação. Na verdade, a incerteza passa a ter relevância apenas nos casos em que a transação envolve ativos específicos, pois a incerteza conduz os contratantes a uma necessidade de adaptação, que ocorre porque o contrato é incompleto e existe um grau de dependência bilateral que gera o risco de não adaptação entre ambos.

Finalmente, entre as propriedades que singularizam a transação, merece menção a frequência com que se apresentam as características de uma transação. Quanto maior a frequência de especificidades do ativo transacionado e das incertezas que lhe são inerentes, tanto maiores serão os custos de transação preventivos necessários.

Dentre as dimensões mencionadas, as duas primeiras (especificidade de ativos e

¹¹ Indústrias de rede são caracterizadas pela “complementaridade existente entre os segmentos de suas cadeias produtivas, cujos elos estabelecem – por razões de natureza tecnológica – graus de interdependência entre os componentes da rede bem mais elevados do que aqueles existentes em outros tipos de indústria. Quase todas as indústrias de rede não são, de fato, “indústrias” no sentido convencional, mas atividades prestadoras de serviços, como é o caso dos setores de infraestrutura” (Araujo Jr. 2005, p. 2). Como exemplo de indústrias de rede podem ser citados os setores como energia, transporte, portos, telecomunicações e saneamento.

¹² Koopmans (1957, p. 147) classificou a incerteza em primária ou estratégica e secundária, ou não estratégica. De acordo com o autor, a incerteza primária deriva de atos aleatórios da natureza e de trocas imprevisíveis nas preferências do consumidor, enquanto a incerteza secundária deriva da falta de comunicação e desconhecimento sobre as estratégias dos concorrentes.

incerteza) são mais relevantes na definição das estruturas de governança. A lógica do modelo é que a racionalidade limitada, o oportunismo, incerteza e complexidade, e a especificidade dos ativos são os principais fatores pelos quais emergem os custos de transação. O problema central da organização econômica é a economia nos custos de transação, desta forma, na seleção de uma estrutura de governança busca-se a estrutura mais eficaz, ou seja, aquela que viabiliza o menor custo de transação para uma dada transação.

A hipótese de alinhamento discriminatório (*discriminating alignment hypothesis*), descrita em Williamson (1985), tem justamente o objetivo de estabelecer a conexão entre custos de transação e a escolha dos modos de governança: “[...] calculative agents operating in a competitive environment will adopt the mode of organisation that fits comparatively better with the attributes of the transaction at stake”¹³ (MENÁRD, 2006, p. 28). O alinhamento da estrutura de governança aos atributos da transação explica se a transação tende à compra externa (pura relação de mercado) ou à produção interna (integração vertical) de um bem ou serviço, ou se tende a uma mescla de ambas (estruturas híbridas). Conforme se caminha da relação de mercado para a integração vertical, ganha-se em controle sobre a transação mas perde-se em capacidade de resposta a estímulos externos.

Dessa forma, dadas às dimensões das transações, os pressupostos comportamentais dos agentes e considerando que os contratos são inerentemente incompletos, a forma de adaptação dos agentes às mudanças de estímulo provocadas pelo ambiente se torna o indutor da estrutura de governança. “TCE concurs that adaptation is the central problem of economic organization and makes provision for adaptations of both autonomous and coordinated kinds”¹⁴ (TADELIS e WILLIAMSON, 2012, p.8).

Williamson demonstrou que no sistema econômico convivem duas formas de adaptação, a do tipo A (autônoma) e a do tipo C (coordenada)¹⁵. A adaptação autônoma é característica do mercado, e a adaptação coordenada é típica das estruturas hierárquicas

¹³ “[...] agentes calculistas que operam em um ambiente competitivo vão adotar o modo de organização que se encaixa melhor comparativamente com os atributos da transação em jogo”.

¹⁴ “[...] ECT concorda que a adaptação é o problema central da organização econômica e prevê adaptações de ambos os tipos autônomos e coordenada”.

¹⁵ Dois autores analisaram a questão da adaptação como problema central da economia: Hayek e Barnard. Hayek (1945) concentrou seu estudo na adaptação autônoma e em como os agentes podem se ajustar espontaneamente às mudanças provocadas pelo mercado e sinalizadas por mudanças nos preços relativos. O argumento de Hayek é que o sistema de preços é uma solução mais eficiente do que levar a informação ao controle central, para que então sejam decididas as ações dos agentes no sistema econômico. Já Barnard (1938) ressaltou a adaptação coordenada, e destacou o controle, ou a hierarquia, como meio pelo qual se superaria conflitos entre agentes econômicos.

(integração vertical). A adaptação do tipo C é necessária quanto maiores forem a especificidade do bem transacionado e a incerteza, tendo em vista que a integração permite a continuidade da transação face aos investimentos em ativos específicos, de forma a evitar perdas entre as partes. Portanto, uma explicação para a integração vertical seria a eliminação do conflito de interesse e o alinhamento de incentivos através da característica hierárquica da firma, reduzindo o problema de incerteza comportamental e ambiental.

O Quadro 1.1 explicita essa relação entre os atributos da transação nas três estruturas de governança do setor privado, apontadas por Williamson (mercado, híbrida e hierarquia). O modo de governança de mercado apoia autonomia através da combinação de incentivos de alta potência com pouco ou nenhum controle administrativo e uma forte estrutura contratual; já na hierarquia o suporte à cooperação se dá através de um extenso controle administrativo, sendo a maioria dos conflitos resolvida dentro da empresa; e o caso híbrido está localizado entre o mercado e a hierarquia em todos os três aspectos.

Quadro 1.1 – Atributos de governança do setor privado

Atributos	Estrutura de Governança		
	Mercado	Híbrido	Hierarquia
Intensidade dos incentivos	++	+	0
Controles Administrativos	0	+	++
Adaptação autonoma	++	+	0
Adaptação coordenada	0	+	++
Regime contratual	++	+	0

Fonte: Adaptado de Williamson (1996, p. 105)

A intensidade dos incentivos, controles administrativos, regime contratual e capacidade de adaptação são os principais atributos de governança do setor privado. O recorrente *trade-off* que uma firma se depara é, portanto, entre os benefícios e os custos da autonomia e da cooperação. Estruturas de governança nas quais a autonomia é característica encorajam a independência e iniciativa, por outro lado, estruturas de governança nas quais a cooperação é característica incentivam maior cooperação e um sistema mais centralizado de orientação.

Na hierarquia, a forma dominante de governança é o controle administrativo. Ao eliminar a autonomia das partes e, portanto, as possibilidades de ganhos individuais, a firma reduz custos de coordenação quando comparada ao mercado. Assim, a função da firma é

prover a coordenação quando há divergência entre os incentivos de compradores e vendedores em uma dada etapa de determinado processo produtivo, suprimindo a independência entre as partes. Por outro lado, na firma perdem-se os incentivos de mercado, associados à busca dos agentes econômicos por ganhos individuais. Tais incentivos estão ligados a uma maior obtenção de eficiência de custos, ou seja, adaptação do tipo A.

No mercado, os agentes possuem fortes incentivos e atuam de maneira autônoma, na busca de benefícios individuais. Para suportar essas relações, o regime de direito é altamente contratual. Já nas estruturas híbridas de governança, a forma organizacional pode ser representada como uma combinação entre os mecanismos de incentivo (adaptação tipo A) e controle (adaptação tipo C).

Dessa forma, o alinhamento do modo de governança com a transação do setor privado depende da intensidade dos incentivos, da presença de controles internos, do tipo de adaptação (autônoma ou coordenada) e do meio utilizado para resolver conflitos contratuais.

Para uma série de transações, sejam elas envolvendo ativos públicos ou privados, a estrutura contratual presente no mercado não é adequada. Em especial, quando há forte presença de ativos específicos, como é o caso do setor de infraestrutura, a definição contratual *ex-ante* de todos os atributos e possíveis incentivos para uma privatização torna o contrato extremamente incompleto e aumenta o risco de comportamentos oportunistas. Por isso, Williamson (1985, p. 326-364) se mostrou contra as propostas de tentar reproduzir a concorrência de mercado em setores de infraestrutura regulados, já que mesmo que os leilões de concessões sejam competitivos, os contratos de longo prazo, objetos destes leilões, serão incompletos e necessitarão de algum instrumento de regulação¹⁶, de forma a garantir preços justos nos futuros reajustes e na qualidade dos serviços. Ademais, argumenta Williamson, nesse caso de leilões de concessão, o problema contratual não se situa apenas no início do processo de concessão ou leilão, já que em futuros leilões de concessão, existiria uma notória vantagem do primeiro vencedor do leilão, já que ele possui informação privilegiada sobre a operação do ativo, e assim poderia oferecer preços mais baixos na licitação.

Assim, para esses setores de operação complexa e com presença de ativos específicos, os arranjos institucionais mais adequados são os híbridos, que contenham regulação, em

¹⁶ Este instrumento de regulação deveria ser capaz de considerar os efeitos de mudanças não previsíveis, no momento da realização do leilão da concessão, nos preços dos insumos, na tecnologia, no custo de capital, nos modelos de gestão e outros fatores que possam alterar a estrutura de custos do investidor. (PAULO, 2012).

maior ou menor grau dependendo do setor, de forma que o Estado possa coordenar os atores para o investimento *ex-ante* nesses ativos específicos. Esse é o caso do Setor Elétrico Brasileiro, que será objeto de análise do terceiro capítulo.

Definidas, portanto, as principais características presentes em cada estrutura de governança, o propósito das duas próximas seções é abordar as estruturas de governança híbridas em sua especificidade e caracterizar como o Estado pode coordenar os investimentos em ativos específicos, em ambientes sujeitos a incerteza e complexidade, para que estes sejam realizados ao menor custo de transação possível. Para tal, será necessária a compreensão do conceito de centro estratégico que foi introduzido por Claude Ménard.

1.3 Estruturas de governança híbridas e o conceito de centro estratégico

As estruturas híbridas, conforme visto na Tabela 1.1, estão localizadas entre o mercado e a hierarquia e possuem características encontradas nessas duas estruturas, em maior ou menor grau, dependendo do caso. São caracterizadas por incentivos e controles administrativos medianos e possuem adaptação dos dois tipos, coordenada e autônoma. As estruturas de governança híbridas podem ser definidas como:

“[...] arrangements in which two or more partners pool strategic decision rights as well as some property rights, while simultaneously keeping distinct ownership over key assets, so that they require specific devices to coordinate their joint activities and arbitrate the allocation of payoffs”¹⁷ (MÉNARD, 2011, p. 2).

Quanto maior a presença de ativos específicos e incertezas nas transações, maiores serão os controles administrativos, levando à estrutura híbrida a se aproximar da hierarquia. Do mesmo modo, quanto menor a presença de ativos específicos e incertezas mais a estrutura híbrida se aproximará de uma estrutura de mercado, com maiores incentivos e adaptação autônoma. A ideia fundamental é que quando os investimentos são específicos o suficiente para gerar riscos contratuais substanciais, sem justificar a integração e os seus custos, e quando as incertezas são altas o suficiente para exigir uma coordenação mais estreita do que o previsto pelos mercados, haverá fortes incentivos para a constituição de modos híbridos de organização.

¹⁷ “[...] arranjos em que dois ou mais parceiros reúnem direitos de decisão estratégicos, bem como alguns direitos de propriedade e, ao mesmo tempo, mantêm a posse distinta sobre bens essenciais, de modo que requerem dispositivos específicos para coordenar suas atividades conjuntas e arbitrar sobre alocação de recompensas”.

Assim, por possuir características do mercado e da hierarquia, os problemas internos que se deparam os agentes inseridos nas estruturas híbridas são por natureza distintos daqueles constantes nas duas estruturas. Assim, a forma de se combinar os incentivos do mercado e os controles da hierarquia seria justamente o desafio do híbrido (Fiani, 2013). “Dito de outra forma: *a combinação de elementos heterogêneos na forma de incentivos e controles impõe dinâmicas de interação, riscos de conflitos e dificuldades de coordenação que são distintos tanto da hierarquia quanto do mercado*” (*op. cit.*, p. 33, grifo do autor).

Brandsen, Karré e Henderman (2009) atribuem o surgimento dos híbridos a uma redefinição dos limites de atuação do Estado, que mudou seu foco de prover diretamente os serviços públicos para assegurar que outros atores privados o façam. Assim, organizações privadas passaram a prestar serviços públicos, seja através de concessões públicas ou por processos de privatização de organizações estatais. “As a result, a whole new range of mixed, intermediate and hybrid forms have developed”¹⁸ (*op.cit.*, p.2).

Outra causa para a formação de organizações híbridas seria o crescimento de operações de fusões e aquisições, acompanhando estratégias corporativas de concentração e crescimento. Wood Jr. (2010) destacou que o crescimento desse tipo de operação e os processos de privatização foram os principais estimuladores na formação de híbridos, mas também menciona o crescimento do mercado de capitais, acompanhado por processos de abertura de capital nas empresas, os quais implicaram em grandes mudanças nos modelos de governança e de gestão, especialmente em empresas familiares.

Menárd (2010, p. 4-5) destaca que as estruturas híbridas surgem, principalmente, como uma forma de enfrentar a complexidade nas transações, seja ela proveniente da necessidade de coordenar transações relacionadas ou por mudanças no ambiente das transações. “In both cases, cooperation that involves the abandonment or delegation of some rights may prevail in order to overcome the resulting uncertainties or to develop an adequate buffer”¹⁹ (*op.cit.*, p.4). Assim, de forma a enfrentar essa complexidade, as partes podem aceitar compartilhar ativos e direitos, perdendo autonomia com relação a uma estrutura de mercado. De um modo geral, ele destaca que a presença de situações com demanda instável ou imprevisível, mudanças tecnológicas, riscos de comportamento oportunista e ambientes institucionais inseguros podem empurrar os parceiros a escolherem formas híbridas, de modo

¹⁸ “Como resultado, toda uma nova gama de formas mistas, intermediárias e híbridas foram desenvolvidas”.

¹⁹ “Em ambos os casos, a cooperação que envolve o abandono ou delegação de alguns direitos podem prevalecer, a fim de ultrapassar as incertezas resultantes ou para desenvolver um tampão adequado”.

a compartilhar o conhecimento e os riscos.

Outro fator relevante é que os arranjos híbridos podem gerar valor para as partes envolvidas, mesmo que elas ainda continuem como competidoras. Isso porque o tamanho do investimento requerido pode superar a capacidade da empresa individualmente e/ou podem ser esperadas economias de escala advindas de projetos conjuntos, como é o caso de investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) (*op.cit.*, p.4). Retornando ao exemplo de projetos de infraestrutura, os elevados montantes de investimento e os riscos de implementação podem levar à alianças entre empresas competidoras para a implementação dos projetos, justificando a repartição dos ativos e dos direitos de decisão. Esse é um ponto de destaque na análise que será realizada no presente trabalho, já que para a implementação de ativos de hidroeletricidade são necessários vultosos recursos. Geralmente são formadas estruturas híbridas com inúmeros atores, privados ou públicos, como será posteriormente analisado no quarto capítulo²⁰.

Por último, Ménard (2010) destaca que, devido à presença de custos de transação positivos, há a incapacidade de se mensurar *ex-ante* os ganhos esperados da interação entre as partes, dessa forma, os parceiros podem procurar soluções organizacionais híbridas que facilitem possíveis negociações *ex post*. “Indeed, because standard incentive contracts would perform poorly and measurement problems may be at stake, defining rules that allows a satisfactory split of the gains is not trivial”²¹ (*op.cit.*, p.5).

Diante dessa multiplicidade de causas para a formação de estruturas híbridas, percebe-se que o hibridismo assume diferentes configurações: a subcontratação, as redes de empresas, franquias, marcas coletivas, parcerias, cooperativas, contratos de longo prazo, concessões de serviços públicos com agências reguladoras etc (MÉNARD, 2010; WILLIAMSON, 2008; CROCKER e MASTEN, 1996). Todas se referem a formas de organização interna que necessitam da colaboração entre os atores que, apesar de operarem em entidades jurídicas distintas e independentes, coordenam um subconjunto de transações através de uma forma de governança específica.

Embora todas as formas supracitadas sejam heterogêneas e apresentem características

²⁰ A título de exemplo, para a implementação da UHE Belo Monte, com investimentos da ordem de R\$ 30 bilhões, foi formado um consórcio com dez empresas sendo, três públicas (Eletrobras, Chesf e Eletronorte), dois fundos de pensão (Petros e Funcef), e cinco empresas privadas (Belo Monte Participações, Amazônia Energia, Vale, Sinobras e J. Malucelli Energia).

²¹ “De fato, porque os contratos podem performar mal e podem ocorrer problemas de medição, a definição de regras que permita uma divisão satisfatória dos ganhos não é trivial”.

próprias, algumas regularidades podem ser encontradas, de forma recorrente, em todas as estruturas híbridas. Estas regularidades, conforme expostas por Ménard (2004) e retomadas em seus trabalhos de 2006 e 2011, consistem do compartilhamento de recursos, da contratação e da competição.

Em primeiro lugar, a finalidade da criação de estruturas híbridas seria a de compartilhar recursos, de forma que a coordenação das decisões de investimentos fosse feita de forma conjunta. Essa organização conjunta de atividades, baseada na coordenação entre empresas, permite a partilha de recursos e capacidades que não seriam logradas através de mercados e que se tornariam mais inflexíveis e com incentivos reduzidos se fossem realizadas através de uma coordenação hierárquica. No entanto, tal como destaca o autor, esse agrupamento dos recursos pode também ser uma fonte de conflitos. Ménard (2004, p. 351 - 352) cita como possíveis conflitos aqueles resultantes de comportamentos oportunistas, devido à escolha equivocada de parceiros e informações assimétricas entre eles. A manutenção da cooperação de forma a atingir coordenação a baixo custo, sem perder as vantagens de decisões descentralizadas, seria um grande desafio das organizações híbridas

Uma segunda regularidade dos híbridos seria a própria peculiaridade da estrutura contratual. As estruturas híbridas estão baseadas em contratos que buscam uma reciprocidade e que ligam atividades e recursos entre membros que atuam simultaneamente em operações não relacionadas. Essa dimensão relacional é enraizada nas vantagens e nos riscos da partilha de recursos entre os atores juridicamente independentes. As vantagens vão desde o aumento das parcelas de mercado até o melhor acesso à recursos financeiros.

Adicionalmente, dadas às combinações complexas de interdependência e autonomia, uma terceira regularidade das estruturas híbridas seria a presença de concorrência, que surge em dois níveis diferentes: por um lado, dentro arranjos organizacionais, os parceiros cooperam em algumas questões, por outro competem entre si tendo em vista que ainda têm capacidade de tomar decisões autônomas.

Com efeito, aspectos dessas regularidades estão presentes no mercado e na hierarquia, mas o que distingue os arranjos híbridos é que “[...] these regularities are rooted in a mix of competition and cooperation that subordinates the key role played by prices in markets and by command in hierarchies [.....] Thus the workability of this mix depends on specific

mechanisms capable of reconciling legal autonomy and interdependence”²² (MENÁRD, 2004, p. 353). Portanto, é a **combinação entre competição e cooperação que caracteriza o modo híbrido de estrutura de governança.**

Dentro da literatura de administração pública, o conceito de hibridismo é utilizado para descrever situações onde o desenho da política envolve a interação entre governo, empresas, sociedade civil e organizações sem fins lucrativos. A celebração de variados modelos de parceria, envolvendo esses agentes da iniciativa pública e privada (com ou sem fins lucrativos), resulta em híbridos. Conforme visto, o aumento da participação privada na provisão de serviços público foi uma das principais causas do surgimento das estruturas híbridas. Tal como destacado em COELHO (2007, p.69):

Hybrid modes of governance are not strange to the provision of public services. Most public service governance arrangements observed in practice are hybrid in the sense that they do not fit entirely in the centralised hierarchical ideal or in the pure spot market transactions model. Furthermore, some of the most interesting examples of alliance/network forms of organisation are being implemented in the public sector.²³

Rainey (1997) cita que, através de contratos, subvenções, subsídios e franquias, os governos podem organizar a prestação de serviços de saúde, saneamento, pesquisa, dentre outros, por empresas privadas e/ou organizações não governamentais. “These entangled relations muddle the question of where government and private sector begin and end”²⁴ (*op.cit.*, p. 64). O autor destaca, ainda, que essas relações entre governo, empresas e organizações não governamentais são caracterizadas por alta complexidade, devido à multiplicidade de atores envolvidos na estrutura. A compreensão da forma como os agentes se coordenam, dentro desses arranjos híbridos com a presença de inúmeros atores públicos e privados, é justamente o objeto de pesquisa do presente trabalho.

Na prática é a combinação entre especificidade do investimento em ativos específicos e incerteza que fornece os incentivos adequados para a criação de híbridos, que oferecem a

²² “[...] essas regularidades estão enraizadas em uma mistura de competição e cooperação que subordina o papel fundamental desempenhado pelos preços nos mercados e pelo comando nas hierarquias [.....] Assim, a viabilidade desta mistura depende de mecanismos específicos capazes de conciliar a autonomia legal e interdependência”.

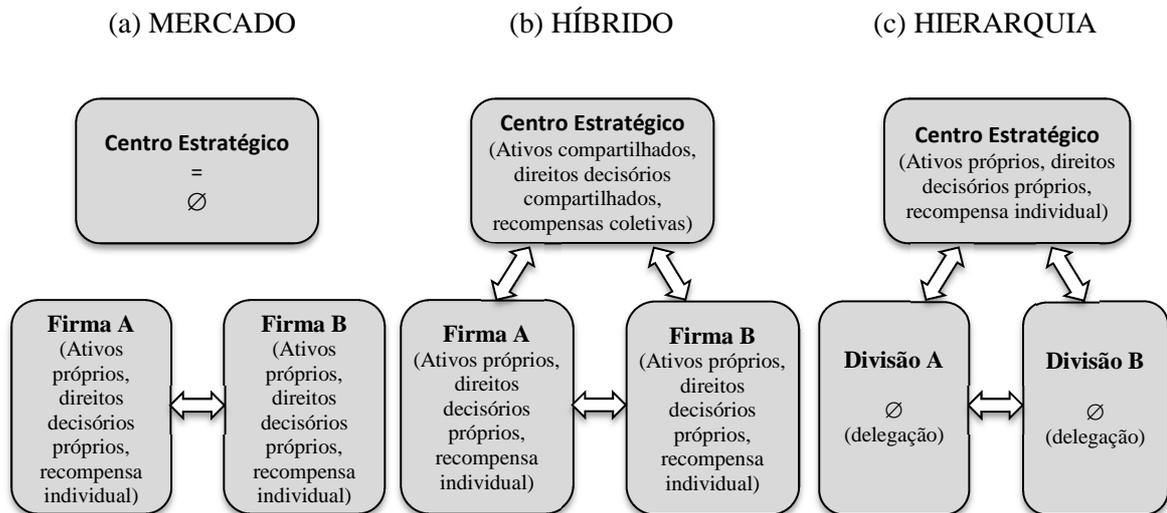
²³ “Modos híbridos de governança não são estranhos à prestação de serviços públicos. A maioria dos arranjos de governança de serviço público observados na prática são híbridos no sentido de que eles não se encaixam totalmente no ideal hierárquico centralizado ou no modelo de transações no mercado *spot* puro. Além disso, alguns dos exemplos mais interessantes da aliança / rede de organização estão sendo implementadas no setor público”.

²⁴ “Essas relações emaranhadas podem confundir a questão de onde começam e terminam o governo e o setor privado”.

possibilidade de coordenar as operações por meio de relações de longo prazo entre organizações autônomas. A mediação dessas relações desempenha um papel importante para a estabilidade interna tendo em vista que os parceiros enfrentam riscos de comportamento oportunista dentro da própria estrutura. Para Williamson (1996, p.12), essa governança dos híbridos teria o objetivo de “[...] infuse order in joint activities through the allocation of assets and rights, so as to mitigate conflicts while allowing benefits from mutual gains”²⁵.

Ménard (2010) analisou esse problema da questão da coordenação em estruturas híbridas e desenvolveu o termo “entidade estratégica” (ou “centro estratégico”, como será utilizado nesse trabalho) para classificar o agente responsável pela coordenação de empresas, ou seja, aquele que arbitra os conflitos e organiza os agentes em torno do objetivo a ser atingido. O objetivo do centro estratégico seria “[...] manipular os incentivos e controles administrativos de intensidade moderada que caracterizam os híbridos, de forma a preservar a relação entre os agentes, evitando-se assim a depreciação dos ativos específicos na forma de recursos compartilhados” (FIANI, 2013, p. 35). A Figura 1.1 ilustra esse conceito de maneira elucidativa, distinguindo o papel do centro estratégico de acordo com cada estrutura de governança.

Figura 1.1 – Coordenação em estruturas de governança



Fonte: Ménard (2011, p.15)

²⁵ “Por governança, eu entendo dispositivos que induzem a ordem em atividades conjuntas através da atribuição de bens e direitos, de modo a atenuar os conflitos, e permitir os benefícios de ganhos mútuos”.

No mercado, a figura de centro estratégico é inexistente tendo em vista que as firmas atuam individualmente, com seus próprios ativos e processos decisórios, na busca da maximização de suas recompensas individuais, sem necessidade de se coordenarem com outros agentes. No outro extremo está a estrutura hierárquica, característica das estruturas internas das firmas, onde não há recompensas individuais fora do centro estratégico. Nesse caso, o processo decisório é localizado somente no centro estratégico, que controla todos os ativos, direitos e recompensas, e cada divisão opera por delegação de seus direitos.

Já em estruturas híbridas, organizações distintas mantêm o controle de ativos e direitos decisórios próprios, ao mesmo tempo em que compartilham entre si o controle de determinados direitos, ativos e as recompensas coletivas de sua exploração. Ou seja, as empresas dispõem, além de suas recompensas individuais, de recompensas coletivas, cuja alocação entre as firmas é definida pelo centro estratégico (FIANI, 2013). A necessidade de coordenação, nesses casos, visa incentivar a cooperação entre os agentes autônomos, de forma a aumentar a recompensa dos participantes, alocar as recompensas coletivas e evitar conflitos que levem a perdas ou à não realização de investimentos específicos.

É novamente Ménard (2011, p. 38) que nos apresenta uma boa definição do conceito de centro estratégico e como ele pode atuar.

Strategic centers can be understood as a shorthand expression for institutional entities under which transactions are initiated, negotiated, monitored, adopted, enforced, and terminated. The specificity of hybrids is that such centers exert authority on a limited subset of rights. They can constrain partners by: (a) adjusting collective action or joint decision rights; (b) designing enforcement mechanisms to discipline parties; (c) framing bargaining processes over quasi-rents; and (d) deciding dispute resolution procedures²⁶.

Ou seja, o centro estratégico teria a habilidade de influenciar as ações de outros agentes e exerceria o papel de uma autoridade limitada, na medida em que possuiria o controle sobre a alocação dos recursos compartilhados, o desenvolvimento de competências compartilhadas e principalmente a criação de um objetivo comum. Outra característica relevante para a atuação do centro estratégico seria a capacidade de moldar o processo de barganha seja com fornecedores, por exemplo, ou entre os próprios agentes privados

²⁶ “Centros estratégicos podem ser entendidos como uma expressão abreviada para entidades institucionais em que as transações são iniciadas, negociadas, monitoradas, aprovadas, implementadas e encerradas. A especificidade dos híbridos é que esses centros exercem autoridade sobre um subconjunto limitado de direitos. Eles podem constrianger os parceiros: (a) ajustando a ação coletiva ou dos direitos de decisão conjunta; (b) criando mecanismos de execução para disciplinar as partes; (c) desenhando os processos de negociação sobre quasi-rendas; e (d) deliberando sobre procedimentos de resolução de conflitos”.

constantes na estrutura (*op.cit.*, p. 39).

Com efeito, a presença de agentes privados independentes pode levar a comportamentos oportunistas e a múltiplas formas de tensão dentro da própria estrutura híbrida, já que, ao mesmo tempo em que enfrentam pressões competitivas por parte dos parceiros da própria estrutura, devem encontrar regras adequadas para compartilhar os lucros gerados por sua interação (MENARD, *op.cit.*, p.28). Dessa forma é importante que no centro estratégico, ou entre o centro estratégico e os agentes, existam mecanismos formais de resolução de conflitos e de *enforcement* das ações coletivas, de forma a incentivar os agentes, avaliar suas performances e penalizar comportamentos desviantes. Assim, o centro estratégico seria capaz de exercer seu poder de influência.

Como consequência dessa dificuldade na administração das estruturas híbridas, Ménard (2011, p.28) sugere que os parceiros deveriam buscar autoridades exógenas para lidar com esses pontos destacados. Exemplos de centro estratégico em estruturas privadas seriam o franqueador, no caso de franquias; a empresa compradora líder, em uma rede de fornecedores; o comitê de administração em *joint ventures*, dentre outros.

Em híbridos privados, a extensão da autoridade do centro estratégico é determinada por consenso das partes. Contudo, o Estado pode interferir diretamente no desenvolvimento dos híbridos e exercer o papel de centro estratégico, através de agências, regulamentações etc. Fiani (2013) destaca que o Estado em geral se situa em uma posição privilegiada para exercer esse papel de centro estratégico em arranjos institucionais híbridos privados, uma vez que não está preso à lógica dos interesses individuais, como os agentes privados. Ademais, dada à necessidade dos investimentos em ativos específicos no processo de desenvolvimento, é necessário um agente que assuma o comando e que garanta os investimentos.

Faz-se necessário um agente que assuma comando do processo acima dos interesses privados, os quais, por estarem presos à lógica do interesse individual e enfrentarem o risco dos investimentos em ativos específicos, não podem conduzir sozinhos um processo complexo e incerto, como é o processo de desenvolvimento (FIANI, *op.cit.*, p. 38).

Dessa forma, a próxima seção tem o objetivo de analisar esse papel de coordenação do Estado principalmente quando se trata de investimentos privados em ativos específicos, como os de infraestrutura. O foco é compreender porque o Estado deve intervir na coordenação dos agentes, atuando como um centro estratégico de forma a apontar a direção a ser seguida pelos os investimentos privados.

1.4 Papel do Estado na coordenação dos investimentos específicos

Na seção anterior foram analisadas as estruturas híbridas, com destaque para o papel coordenador que pode ser exercido pelo centro estratégico. Essa subseção tem o objetivo de apresentar, de forma resumida, algumas abordagens que tratam do papel do Estado nos processos de desenvolvimento, no caso de investimentos em ativos específicos e em indústrias de rede, características encontradas nos ativos do setor elétrico. A análise é baseada nas contribuições de Fiani (2011, 2013), Chang (1996) e Richardson (1971 e 1972). Essa breve exposição tem o objetivo de ressaltar porque o Estado se situa numa posição privilegiada para exercer o papel de centro estratégico, tal como destacado por Fiani (2013).

Em uma economia com custos de transação positivos, a presença de ativos específicos, que possuem elevados *sunk-costs* (custos afundados), faz com que seja necessária uma coordenação de investimentos a ser realizada *ex-ante*, tendo em vista que o ajuste realizado pelo mercado via mecanismo de preços funciona somente *ex-post*, o que pode fazer com que decisões de investimentos importantes não se concretizem devido ao alto risco de perdas futuras. Diante das especificidades das transações com bens e serviços complexos e de alto valor agregado assegurar a continuidade da transação é uma questão fundamental para a decisão de investir.

Um autor que em seus trabalhos analisa essa necessidade de coordenação *ex-ante* é o economista sul coreano Ha-Joon Chang. Para Chang (1996, p.65):

If the market fails to solve the coordination problem and if such failure can produce waste, there is a case for non-market, or ex-ante, coordination. As new institutional economics demonstrates, the firm (or the hierarchy, in Williamson's words) is the most representative form of non-market coordination, but other diverse forms of non-market coordination mechanisms exist (...) Central planning is also an institutional device to solve the coordination problem and industrial policy is another such device²⁷.

Assim, na ausência desse mecanismo de coordenação os investimentos específicos podem não se realizar e, para Chang, é o Estado quem deve promover essa coordenação por

²⁷ “Se o mercado falha em resolver o problema da coordenação, e se tal falha pode produzir perdas, existe um argumento para a coordenação extra-mercado, ou ex-ante. Como a economia neoinstitucional demonstra, a firma (ou a hierarquia, nas palavras de Williamson) é a forma mais representativa de coordenação extra-mercado, mas existem formas diversas de coordenação extramercado (...). O planejamento central é também um artifício institucional para resolver o problema da coordenação e a política industrial é outro artifício deste tipo”.

meio de suas instituições, estabelecendo a regra ou norma para a coordenação e, conseqüentemente, reduzindo os custos de transação envolvidos no processo. Uma forma de coordenar os investimentos em ativos específicos seria a definição das estruturas de governança adequadas, que possam promover a cooperação entre os agentes, de forma que os investimentos sejam realizados de maneira satisfatória. “Ativos com grau elevado de especificidade - (...) especialmente em presença de ambientes com incerteza – demandam estruturas de governança mais especializadas” (FIANI, 2011, p.97).

No caso de cadeias produtivas mais complexas ou de indústrias de rede, como é o caso do setor elétrico, a interdependência nas operações reflete uma demanda por coordenação de investimentos e por estruturas de governança que contemplem variáveis adicionais além do preço de mercado. Nas palavras de Richardson (1998, p. 49): “where the number of closely complementary activities or investments is large, where they have to be put into a precise relationship in respect of their character, magnitudes and timing, [...] that systematic close complementarity exists. In such circumstances, coordination requires direction”²⁸. Dessa forma, setores regulados, como o de energia elétrica, necessitam de um coordenador central para organizar os atores de forma que os investimentos sejam realizados de forma satisfatória. O Estado é que deve desempenhar essa função de coordenar os investimentos privados em ativos específicos rumo a um equilíbrio superior, corrigindo, assim, as falhas de coordenação que ocorrem quando a incapacidade dos agentes para coordenar suas ações resulta em um equilíbrio indesejável (Fiani, 2013, p. 38).

Uma das vantagens da coordenação de certas ações pelo Estado e/ou por instituições especializadas seria a redução dos custos de coordenação entre um número muito grande de agentes, além de proporcionar uma redução da incerteza enfrentada por eles, ao tornar suas decisões e atividades mais previsíveis. Assim, os processos de desenvolvimento têm problema de falhas de coordenação, que nascem da incapacidade dos agentes privados de se coordenarem, levando a priorização de investimentos que proporcionam ganhos individuais, em prejuízo de investimentos de longo prazo (FIANI, 2013). Por isso pode ser crucial que o Estado assuma tais funções, sob pena de nenhuma delas ser realizada.

De acordo com Chang (1996), indústrias caracterizadas por fortes economias de escala estão sujeitas a riscos de sobre ou sub-investimentos que não podem ser facilmente resolvidos

²⁸ “Onde o número de atividades complementares ou de investimentos é grande, onde eles têm que ser colocados em uma relação precisa com relação ao seu caráter, magnitude e tempo, [...] a complementaridade sistemática existe. Em tais circunstâncias, a coordenação requer direção”

pelos mecanismos de coordenação de mercado puro. Na verdade, Chang tem como ponto de análise a política industrial e o papel do Estado na promoção das empresas nacionais, para que estas tenham vantagens sobre empresas de países concorrentes. A especificidade de ativos encontrada nas indústrias de ponta, especialmente naquelas que trabalham com alta tecnologia e mão de obra especializada, também é encontrada nos investimentos em infraestrutura, que englobam ativos com elevado grau de especificidade e que, portanto, não podem ser realocados para outros usos sem perdas consideráveis de valor.

A análise do problema de coordenação de investimentos pode ser incrementada incorporando a contribuição de autores como Richardson, que antecipou algumas das questões que posteriormente iriam ser abordadas pela TCT e que teceu críticas à capacidade do mercado como mecanismo de coordenação. A análise de Richardson (1971 e 1972) foi anterior à de Williamson na discussão de questões como a necessidade de coordenação de investimentos e integração vertical. Richardson (1972) destaca que quanto menor o grau de desenvolvimento do setor, maior a necessidade de coordenação. O argumento é que a coordenação de investimentos entre dois estágios de uma cadeia produtiva será mais simples quanto maior o número de agentes (opções) para se transacionar e que, portanto, cadeias industriais mais desenvolvidas (ou maduras) possibilitariam estruturas de coordenação mais autônomas; por outro lado, em setores pouco desenvolvidos o mecanismo de preços é muito limitado.

Ademais, em indústrias interligadas, como as indústrias de rede, estabelecer uma coordenação entre todas as etapas de produção é essencial tendo em vista que o resultado final é determinado pela execução correta de cada etapa da produção. A rentabilidade do agente pertencente à estrutura depende não só de suas decisões, mas também dos demais atores atuantes na indústria de rede. Tal como destacado por Richardson (*op.cit.*, p.85):

If the greater part of the total production of a certain material or component is used as an input for one particular commodity, then the degree of complementarity resulting is more likely to be acute, and it will be difficult for expansion to take place in the one industry without corresponding in the other. The seriousness of the difficulty will depend, of course, on whether alternative markets could easily be found for the component, and on whether those who purchase it could turn to substitutes²⁹.

²⁹ “Se a maior parte da produção total de um determinado material ou componente é utilizada como insumo para um determinado produto, então, o grau de complementaridade resultante é provavelmente agudo, e será difícil de expandir uma indústria sem a correspondente expansão da outra. A gravidade da dificuldade dependerá, é claro, se mercados alternativos podem ser facilmente encontrados para o componente, e de se aqueles que podem ser comprados podem substituí-lo”.

Dessa forma, dada a importância das indústrias de rede e de alta tecnologia para o desenvolvimento dos países, é imprescindível que o planejamento desses investimentos, em especial aqueles realizados pelo setor privado, seja coordenado pelo Estado, em uma atuação compatível com um centro estratégico.

A avaliação do papel do Estado como centro estratégico deve se basear na análise dos arranjos institucionais setoriais, em como eles influenciaram positivamente ou negativamente os investimentos privados a serem realizados, e dos incentivos empregados, se eles atuam na intensidade necessária para promover a cooperação coordenada entre os agentes do arranjo institucional. Cabe frisar que a estrutura de governança mais eficiente depende do setor em análise.

A intervenção do Estado nos arranjos institucionais para a promoção do desenvolvimento foi analisada por diversos autores e não é objetivo do presente trabalho analisar as experiências de coordenação estatal nos diferentes países, como o caso dos países do Sudeste Asiático (ver Wade (2004) e Evans (1995)) e também dos países europeus (ver Chang (2003)). Evans (1995), por exemplo, enfatizou a importância da formação de parcerias efetivas entre o Estado e o setor privado para a implementação bem sucedida de políticas públicas de desenvolvimento.

O presente trabalho tem o objetivo de contribuir nessa discussão, na medida em que pretende analisar o papel do Estado na coordenação dos agentes privados, contantes nas estruturas híbridas do setor elétrico brasileiro. Neste sentido, este trabalho prossegue analisando os investimentos em geração hidrelétrica no Brasil, avaliando as estruturas de governança desse setor e a atuação do Estado Brasileiro na tentativa de compreender se o Estado atua como um centro estratégico.

Conclusão

O presente capítulo teve o objetivo de abordar a base teórica da dissertação, introduzindo o conceito de centro estratégico no bojo de análises realizadas pela TCT. O ponto de partida da análise foi a compreensão de que existem custos inerentes às transações que influenciam a definição das estruturas de governança. Desse modo, a definição dos conceitos de ativos específicos e de arranjos institucionais nos ajuda a compreender o porque de o mercado não ser o único arranjo adequado para organizar o sistema econômico. Pelo contrário, uma vez que o processo de desenvolvimento envolva elevados investimentos em

ativos específicos, algum tipo de ação do Estado provavelmente se fará necessária (FIANI, 2013).

O foco dado às estruturas híbridas se deve a sua importância, tendo em vista que grande parte das transações realizadas atualmente na economia pode ser tratada como envolvendo estruturas híbridas, dentre as quais àquelas presentes no SEB. Nas estruturas híbridas os agentes compartilham ativos e direitos decisórios e possuem recompensas coletivas de sua interação. Uma das principais questões relacionadas às estruturas híbridas é a forma de governança para coordenar os agentes e solucionar possíveis conflitos resultantes de sua interação. É justamente nesse ponto que pode ser inserida a figura de um centro estratégico, conceito desenvolvido por Ménard, já que ele seria o agente capaz de intermediar essa relação, alocando as recompensas coletivas, além de evitar conflitos que levem a perdas ou à não realização de investimentos específicos.

Conforme analisado, o Estado, por ser um agente distante dos interesses particulares, possui uma posição privilegiada para atuar como centro estratégico em arranjos híbridos, especialmente quando os investimentos a serem realizados envolvem ativos específicos, tão essenciais ao processo de desenvolvimento. Tal como destaca Fiani (2013, p.37), “a atuação do Estado como centro estratégico em arranjos institucionais com agentes privados, longe de constituir uma anomalia de processos de desenvolvimento tardio, é uma necessidade no desenvolvimento tecnológico do setor privado”. Dessa forma, a compreensão da atuação do Estado como um centro estratégico em estruturas híbridas é o objeto de análise do presente trabalho.

Vista assim, a base teórica do presente trabalho, que permite supor um papel positivo do Estado como centro estratégico em estruturas de governança híbridas, para prosseguir com a análise do caso da hidroeletricidade, é importante analisar as características dos investimentos nesse setor e porque ele demanda uma maior participação do Estado na coordenação dos atores. Este é o objetivo do próximo capítulo.

2. ESTRUTURAS DE GOVERNANÇA DO SETOR DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

Introdução

O primeiro capítulo da presente dissertação teve o objetivo de apresentar o referencial teórico da TCT, com ênfase nas estruturas de governança híbridas e no conceito de centro estratégico. Para prosseguir com a análise do papel do Estado como centro estratégico no setor de geração hidrelétrica, é necessário compreender as características desse setor e as estruturas de governança que melhor organizam suas transações, em particular coordenando os investimentos no setor.

Assim, além de descrever as principais características da hidroeletricidade, mapeando os principais riscos e incertezas relacionados aos investimentos nesses ativos, este segundo capítulo é destinado a apresentar as estruturas de governança híbridas do setor e o papel dos agentes privados. Dessa forma, importante salientar que a abordagem adotada nesta dissertação está centrada nas estruturas de governança híbridas, de forma que as outras estruturas, hierárquica e de mercado, não serão foco de análise. O objetivo de abordar essas questões é mapear as variáveis que devem ser consideradas pelo agente público na hora de coordenar os investimentos.

O ponto de partida para a análise advém do fato de os investimentos em ativos de hidroeletricidade serem específicos, tendo em vista a impossibilidade de transferi-los para outro uso alternativo sem perdas consideráveis em seu valor. Dentre as especificidades mais relevantes, podemos destacar as especificidades locacional, temporal, de atributos físicos e de ativos dedicados. Quanto maior a especificidade do ativo, maiores são os riscos de perda na realização dos investimentos e, conseqüentemente, os custos de transação associados. Como será analisado neste capítulo, a implantação dos ativos de hidroeletricidade está relacionada a diversos fatores que elevam consideravelmente as incertezas, tais como longo período de construção, retornos imprevisíveis e dependentes de questões hidrológicas, comerciais e, sobretudo, ambientais.

A necessidade de coordenação de investimentos é ressaltada pela característica de indústria de rede dos ativos do setor elétrico, com presença de vários agentes na cadeia de

investimentos, relacionando-se e compartilhando ativos. É nesse ponto que o conceito de centro estratégico em estruturas híbridas, apresentado em Ménard (2010), pode ser aplicado às estruturas híbridas do setor em questão. Analisar o papel do Estado como centro estratégico é o objetivo principal da presente dissertação.

Para tal, o presente capítulo está estruturado em duas partes principais e uma conclusão. A primeira parte aborda as principais características e riscos do setor de geração hídrica. A segunda parte tem o objetivo de apresentar as estruturas de governança do setor, com foco nas relações entre os agentes e no papel desempenhado pelo setor privado. Essa parte, ainda, objetiva compreender as relações na quais o Estado pode atuar para reduzir os custos de transação, que nascem das incertezas e podem prejudicar os investimentos privados no setor. Por fim, são tecidas algumas conclusões.

2.1 O Setor de Geração Hidrelétrica: características e riscos inerentes

Os setores de infraestrutura, dentre os quais o setor elétrico, são classificados como monopólios naturais, situação de mercado em que os custos fixos são muito elevados e os custos marginais de expansão baixos. Nesses setores, para a viabilização dos serviços, há uma necessidade de atuação do Estado, seja da forma direta, fornecendo ele próprio esses serviços, ou indireta, regulando-os para que os agentes privados atuem em favor do interesse coletivo. Nesse último caso, o Estado deve estruturar meios para que seja expurgado o ganho do monopolista em prol da sociedade, por meio da viabilização da concorrência, ainda que concentrada na fase de licitação, ou por intermédio da regulação. (SIFFERT et al., 2009).

O setor elétrico pode ser dividido em três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição. O segmento de geração de energia elétrica é composto de vários tipos de usinas de geração³⁰ e, o foco de análise do presente trabalho, está nas Usinas Hidrelétricas de Energia (UHE)³¹. Já os segmentos de transmissão e de distribuição são responsáveis pelo transporte da energia elétrica, integrando através de redes (linhas de transmissão e de distribuição de energia) os geradores aos consumidores finais. O sistema é eletricamente

³⁰ Hidráulica, termelétrica (gás natural, petróleo, carvão, biomassa) nuclear, eólica, solar, geotérmica e marítima.

³¹ No caso brasileiro, a geração hidrelétrica tem três classificações: (i) Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH, com até 1 MW de potência instalada); (ii) Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH, entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada); e (iii) Usina Hidrelétrica de Energia (UHE, com mais de 30 MW de potência instalada). (ANEEL, 2002)

conectado, o que exige um balanço constante e instantâneo entre tudo o que é produzido e consumido.

Uma característica relevante dos ativos do setor é essa característica de indústria de rede. “Um traço muito comum nestes segmentos é a presença de elevados graus de interdependência e complementaridade em suas cadeias produtivas, fazendo com que assumam características técnicas e econômicas que as diferenciam dos demais setores da economia” (NETO, 2013, p. 19). No caso do setor elétrico, por exemplo, se os investimentos em transmissão de energia não forem realizados a contento, as usinas geradoras não serão capazes de escoar a energia a ser gerada, ou as linhas de transmissão/redes de distribuição apresentarão elevada ociosidade.

Neto (2013) ressalta ainda que, em indústrias de rede, sejam elas nos ramos energia elétrica, gás natural ou telecomunicações, é comum o “[...] surgimento de monopólios naturais verticalmente integrados, significativas barreiras à entrada, forte presença de externalidades de rede, grande especificidade de seus ativos, necessidade de coordenação seja na sua operação assim como na sua expansão” (NETO, 2013, p.25). Desse modo, é essencial a coordenação entre todas as etapas da produção e do investimento para que o resultado final seja satisfatório, para os agentes inseridos na cadeia e para o sistema como um todo. Esse ponto é primordial para compreender a análise realizada no presente trabalho.

Dentro do setor elétrico, o foco do presente trabalho está no setor de geração hidrelétrica, dada a complexidade para a implantação desses ativos. A hidroeletricidade é, atualmente, responsável por cerca de 15% da produção de eletricidade do mundo, com um total de cerca de 999 gigawatts instalados em 2011 (EIA). Ela não é só um contribuinte significativo, em termos de balanço energético global mundial, mas é a única fonte de energia renovável que é comercialmente explorável em grande escala nos níveis atuais de tecnologia. Ressalte-se, ainda, o fato de que grande parte do potencial hídrico não explorado remanescente está concentrada nos países em desenvolvimento, que têm uma grande e cada vez mais intensa necessidade de energia e de abastecimento de água.

A hidroeletricidade constitui uma alternativa de obtenção de energia elétrica a partir do aproveitamento do potencial hidráulico³² de determinado trecho de um rio, normalmente

³² Os aproveitamentos hidrelétricos podem ser de três tipos: (i) a fio d’água, (ii) de acumulação/represa e (iii) armazenamento bombeado. Uma UHE a fio d’água não possui reservatório e se utiliza, geralmente, do próprio volume de água do rio para gerar energia, sua geração de energia depende basicamente do regime de chuvas. A UHE de acumulação utiliza uma represa para acumular, ou armazenar, água em um grande reservatório para uso

através da construção de uma barragem e a formação de um reservatório (BERMANN, 2007). Além de ser uma das fontes que pouco contribui para o aquecimento global, é considerada renovável, pois utiliza a energia solar ao transformar a água em vapor e, ao se condensar em nuvens, retorna à superfície terrestre por meio da ação da gravidade sob a forma de chuva.

Os projetos hidrelétricos são capital-intensivos, com longo prazo de implantação e apresentam consideráveis custos ambientais e sociais associados aos seus investimentos. As principais características da geração hidrelétrica são as seguintes (WORLD BANK, 2000): (i) especificidade locacional muito elevada; (ii) elevado percentual em obras de construção civil (normalmente 70% do investimento); (iii) alto risco de construção, devido à natureza dos trabalhos; (iv) produção de energia incerta devido à hidrologia; (v) altos custos de capital na construção e custos operacionais baixos; (vi) plantas com prazo de duração longo (mínimo de 30 anos); e (vii) extrema sensibilidade às questões ambientais e de reassentamento. Assim, no processo de implantação de novos empreendimentos hidrelétricos, alguns riscos inerentes devem ser considerados pelos agentes³³:

a. Definição do projeto: Para definição do projeto e suas características técnicas principais são necessários gastos iniciais (*front end*) com estudos e investigação extremamente elevados, como estudos de inventário de rios, geológicos e ambientais. “Typically, under the traditional public sector arrangement, the utility would have spent 2 to 3 percent of the eventual cost before inviting pricing bids for construction³⁴” (WORLD BANK, 2000, p. 17).

Como será analisado posteriormente no presente trabalho, a participação do Estado na elaboração e financiamento dos estudos, coordenando temporalmente os atores envolvidos, é essencial para o sucesso do projeto. Quando os estudos são desenvolvidos por agentes privados, existe um conflito entre os interesses privado e público, já que o agente privado tenderá a eleger, na maioria das vezes, projetos que apresentem maior lucro e não aqueles que

posterior. Para gerar eletricidade, a água é liberada conforme seja necessário para atender à demanda de energia, do reservatório para as turbinas. Uma UHE de armazenamento bombeado gera eletricidade usando água bombeada durante períodos fora da ponta para um reservatório elevado de armazenagem. Nos períodos de ponta, quando se necessita de capacidade geradora adicional, a água é liberada do reservatório elevado para as turbinas do gerador em uma usina energética a uma cota mais baixa.

³³ O risco de força maior (tal como mudanças climáticas, terremotos, enchentes, guerras civis) e o risco regulatório (leis, regulamentos e regras que afetam diretamente e indiretamente o ambiente de negócios), não foram mapeados tendo em vista que afetam todos os setores, não somente a geração hidrelétrica.

³⁴ “Normalmente, sob o regime tradicional do setor público, o gerador teria gastar de 2 a 3 por cento do eventual custo antes da definição dos contratos de construção”.

atendem aos interesses públicos gerais. Ademais, o desenvolvedor do estudo possuirá informações privilegiadas o que, na presença de racionalidade limitada e informação assimétrica, pode levar a comportamentos oportunistas.

Assim, a correta definição *ex-ante* do projeto a ser desenvolvido, com todas as características técnicas, socioambientais, de logística, dentre outras, é fator decisivo para o projeto seja executado com sucesso.

b. Risco de Construção: O risco de construção ou risco de conclusão, abrange dois aspectos: técnico e monetário, conforme identifica Finnerty (1996). A tecnologia aplicada à geração hidrelétrica já é conhecida, então o maior risco na construção está associado às obras civis devido à própria natureza dos trabalhos (ampla exposição a condições geológicas, inundações, problemas de acesso e longo período de obras). Ademais, a quantidade de trabalhadores na obra juntamente com o longo período pode levar a paralisações e atrasos na construção, que tem efeitos sobre a geração de caixa do projeto. Para os investidores, o principal risco monetário durante a construção está associado à custos adicionais no orçamento, que encarecem o projeto e podem contribuir para a queda na taxa de retorno do investimento.

A definição de todos os eventos em um contrato de construção firmado entre dois agentes pode ser extremamente custoso, dada a inviabilidade natural de especificação de alguns fatores e a grande complexidade do projeto. A presença de racionalidade limitada e informação assimétrica entre os agentes leva a contratos incompletos, uma vez que não existe a possibilidade de se antecipar todas as contingências futuras, aumentando o risco das partes.

c. Risco Socioambiental: Os riscos advindos dos aspectos socioambientais estão, atualmente, dentre os mais significativos, já que podem ocasionar inúmeras paralizações nas obras, com impactos sobre o cronograma de entrada em operação dos projetos. Esses riscos advêm de críticas relacionadas, principalmente, à área florestal perdida pela criação do reservatório e o desencadeamento de inúmeros conflitos na realocação de comunidades indígenas e ribeirinhas. Em consequência disso, a maioria dos projetos atuais é a fio d'água³⁵, tendo em vista que essa forma de geração de energia apresenta impactos socioambientais menores devido à desnecessidade de criação de vastos reservatórios de regularização. Em contrapartida, a utilização desse tipo de UHE apresenta maior risco operacional, tendo em

³⁵ No Brasil os principais projetos em implantação, como Santo Antônio, Jirau e Belo Monte são a fio d'água.

vista a maior dependência do regime hidrológico, o que pode afetar a geração de receitas, já que a energia elétrica não é economicamente estocável.

Os riscos socioambientais aumentam consideravelmente as incertezas na implantação dos projetos, dada a impossibilidade de mensurá-los e prevê-los. A mitigação desses riscos ambientais é tarefa muito difícil, pois deve conciliar a manutenção da geração de energia com a minimização dos impactos na população local e na fauna e flora diretamente afetadas.

d. Risco de Financiamento: A obtenção de financiamento de longo prazo é uma das questões chave para implantação de UHEs. Embora os custos operacionais das hidrelétricas sejam mínimos e a vida dos ativos quase infinita, vários fatores dificultam o financiamento privado a esses investimentos, sobretudo quando comparamos com projetos de outras fontes de energia, como os térmicos. Essa dificuldade no acesso ao crédito para a implantação de hidrelétricas está atrelada aos seguintes fatores: (i) elevados custos de capital; (ii) elevados custos *front-end*; (iii) longo período de construção; (iv) incompatibilidade do prazo do empréstimo com o prazo de vida do ativo; e (v) incertezas operacionais na geração da energia (World Bank, 2000).

O elevado período de construção e os riscos de atraso influenciam a obtenção de crédito, tendo em vista que o atraso na entrada em operação do projeto inviabiliza o recebimento de receitas. Especialmente em países em desenvolvimento, o financiamento local de projetos de infraestrutura tem sido muito limitado, por causa do estado imaturo de seus mercados de capitais domésticos (WORLD BANK, 2000). E, onde este tipo de financiamento está disponível, as taxas de juros são geralmente muito altas e inacessíveis. Dessa forma, em muitos países a única maneira de preencher essa lacuna é através da utilização de mecanismos de financiamento, ou de apoio direto, prestados pelas agências multilaterais e bilaterais ou pelo Estado. A participação do Estado no financiamento de longo prazo será posteriormente analisada no presente capítulo.

e. Risco Operacional: O risco operacional em hidrelétricas é considerado relativamente baixo, já que, após a entrada em operação do projeto, somente erros na engenharia de concepção do projeto ou fatores de força maior³⁶ podem afetar a geração de energia e, conseqüentemente, o recebimento de receitas. O risco operacional envolve aspectos

³⁶ A probabilidade desses fatores de força maior é pequena e, geralmente está associada a fatores climáticos como enchentes, secas prolongadas, terremotos, dentre outros.

tecnológicos, gerenciais e de custo. Após a entrada em operação, usualmente o empreendedor contrata uma empresa para realizar a operação e manutenção (O&M) do empreendimento. Seguros de ativo também são utilizados de forma a proteger o patrimônio de eventuais contingências.

Um dos principais riscos relacionados à operação de plantas de geração é o risco de suprimento de insumos. No caso das hidrelétricas, esse risco é praticamente zero, já que elas não necessitam combustíveis, de suprimento e preço voláteis, para gerarem eletricidade. No entanto, no caso de UHEs a fio-d'água, se a operação dos reservatórios não for realizada de maneira planejada, em períodos de estiagem a UHE pode não possuir água suficiente para gerar sua capacidade de energia total, o que pode influir no recebimento de receitas. Como atualmente a maioria dos projetos é desse tipo, o risco operacional se tornou elevado e necessita ser mitigado através do desenvolvimento de arranjos institucionais adequados à operação do sistema como um todo.

Outro risco operacional relevante está relacionado ao escoamento da energia, tendo em vista que a inexistência de linha de transmissão pode fazer com que a UHE não seja capaz de inserir sua energia no sistema. Como as UHEs de grande porte geralmente estão localizadas longe dos centros de carga e com significativa interdependência operativa, as redes de transmissão são utilizadas, sobretudo, para interligação das usinas aos centros de carga e para a otimização dos recursos energéticos. Assim, qualquer atraso na linha de transmissão prejudica o empreendedor e insere um risco à operação do ativo.

Esses riscos operacionais, como já mencionado, são ressaltados pela característica de indústria de rede dos ativos de eletricidade.

f. Risco de Comercialização: A venda da energia gerada pela hidrelétrica é também um fator relevante na tomada de decisão do investimento por conta do agente privado. Como as plantas hidrelétricas possuem altos custos de implantação e longo prazo de duração, a venda da energia através de contratos de longo prazo é necessária para que o investidor possa calcular seu retorno *ex-ante*.

Essa definição da venda da energia a ser gerada previamente à implantação do projeto é ressaltada pela característica de ativo dedicado das hidrelétricas. Como visto no primeiro capítulo, os ativos dedicados são implantados na expectativa de determinada demanda no futuro que, caso não se realize, pode provocar perdas significativas ao investidor.

No caso da geração hidrelétrica, uma estrutura de governança que assegure a venda de energia antecipadamente é uma solução, já que o cancelamento dos contratos de venda de energia levará o fornecedor a um problema de excesso de capacidade de produção, gerando ociosidade dos ativos. Logo, incertezas relacionadas à venda da energia podem fazer com que o investimento não se realize.

Feita, portanto, a apresentação das características principais do setor de geração hidrelétrica e dos riscos e incertezas inerentes aos investimentos nesses ativos, passa-se à discussão das estruturas de governança melhor adaptadas à organização das atividades do setor. Dessa forma, a próxima seção deste capítulo objetiva abordar essas estruturas e descrever porque é necessária a figura de um ente coordenador do processo.

2.2 Estruturas de governança do setor de geração de energia elétrica

2.2.1 As estruturas de governança híbridas e o papel do setor privado

Como exposto, quando comparada a outras fontes de energia, como térmicas e eólicas, a energia hidrelétrica apresenta maiores riscos e portanto é, muitas vezes, preterida em prol dessas outras fontes. Tal como destacado pelo World Bank (2000, p. 12):

There is growing recognition that the regulatory framework for hydro cannot be the same as for thermal projects, because hydro inevitably has a wider public interest element and, in turn, requires more public support. Furthermore very large projects, or those with strong multipurpose benefits, may only be viable under some form of public- private partnership.³⁷

A definição dessa estrutura de governança para organização das transações no setor de geração hidrelétrica é, portanto, o foco da presente seção, que tem o papel de discutir essas questões à luz da TCT. O arranjo institucional deve mitigar as incertezas no ambiente e a ameaça de comportamentos oportunistas, que tendem a ser maiores em operações com elevada presença de ativos específicos.

De acordo com a TCT, duas hipóteses comportamentais são decisivas para a

³⁷ “Há um crescente reconhecimento de que o arranjo regulamentar para as hidrelétricas não pode ser o mesmo que para os projetos térmicos, porque as hidrelétricas têm, inevitavelmente, um elemento de interesse público mais amplo e, por sua vez, exige um maior apoio público. Além disso, projetos muito grandes ou aqueles com fortes benefícios polivalentes, só podem ser viáveis sob alguma forma de parceria público-privada”.

compreensão dos custos de transação: a racionalidade limitada e o oportunismo. Já a dimensão desses custos depende dos atributos das transações, como frequência, especificidade do ativo e incertezas. Essas hipóteses, num ambiente complexo e imprevisível, são a razão da existência de custos nas transações. O setor de geração hidrelétrica possui várias características que podem ser interpretadas pelos argumentos da TCT, dentre as quais podemos destacar os seguintes pontos:

- **Incertezas:** As fontes de incertezas relativas ao setor ocorrem tanto na fase pré-operacional como na fase operacional. Como visto na primeira seção desse capítulo, na fase pré-operacional, as incertezas estão relacionadas à definição do projeto e à construção e, na fase operacional, a incerteza refere-se às flutuações na demanda e na própria operação da UHE, devido a fatores ligados a hidrologia, que afetam a capacidade de geração. Tais fatores trazem grande complexidade ao ambiente de negócios do setor.

- **Ativos Específicos:** Os ativos fixos empregados na hidroeletricidade são altamente específicos às atividades do setor, isto é, não são transferíveis sem custos significativos para outros fins. Seguindo a tipologia de Williamson, deve-se destacar a presença da especificidade de ativos gerada por fatores locais (*site specificity*), pois os investimentos, uma vez realizados, não possuem mobilidade no espaço, além de serem dependentes das condições hidrológicas presentes em cada rio; por atributos físicos, pois as turbinas hidrelétricas, por exemplo, são feitas sob encomenda para determinado projeto, de acordo com características do rio, e não podem ser utilizadas em outro projeto que não contenha essas mesmas características físicas; de ativos dedicados tendo em vista que foram planejados em função da demanda por eletricidade no futuro; e de especificidade temporal, já que engloba diversas fases encadeadas, dependentes temporalmente uma da outra. Além disso, os ativos empregados nos diferentes estágios da cadeia são altamente complementares e a viabilidade de uma aplicação de capital requer coordenação com o desenvolvimento em estágios a montante e a jusante. Isto porque, por exemplo, a geração de energia do projeto é impactada por empreendimentos a montante, como também pode sofrer impactos de empreendimentos à jusante, como é o caso das linhas de transmissão que escoarão a energia.

- **Oportunismo:** Na presença de poucos agentes habilitados para participar das transações neste setor e forte assimetria de informação entre os estágios do processo de investimento, cria-se um ambiente propício a práticas oportunistas. O empreendedor está sujeito a comportamentos oportunistas dos agentes nos segmentos a jusante ou a montante na

cadeia.

No caso do setor elétrico, duas características, juntas, tornam difícil a coordenação num mercado competitivo: a não-estocabilidade da energia elétrica e a alta sazonalidade da demanda. Uma estrutura de mercado competitiva não garante o equilíbrio entre oferta e demanda em qualquer instante do tempo, o que o sistema de preços garante é que em qualquer instante do tempo a oferta e demanda estarão convergindo para o equilíbrio. Isso não é suficiente no setor elétrico: é necessário um equilíbrio instantâneo. Tal como destacado por Losekann (2003, p.40):

Se é assumido que os sinais de mercado funcionam e, portanto, a eletricidade se torna mais cara quando escassa, sendo isso suficiente para reduzir o consumo de eletricidade, a questão da segurança do abastecimento de eletricidade não é relevante, já que o mercado solucionaria o problema de coordenação. Mas, considerando que a demanda de eletricidade não é elástica devido à sua essencialidade e a fatores contratuais (preços não flutuam no curto prazo em contratos com o consumidor final) e operacionais (medidores não disponibilizam sinais para gerenciar a demanda no curto prazo), a segurança do abastecimento passa a ser elemento da política setorial. Sendo essa um bem público, a solução de mercado tende a ser ineficiente.

Assim, os arranjos institucionais mais bem adaptados ao setor elétrico, em princípio, são a hierarquia e o arranjo híbrido. A presente dissertação tem o objetivo de analisar a estrutura híbrida, tendo em vista que esse arranjo é largamente utilizado no mundo para a implantação de ativos de infraestrutura. A discussão sobre estruturas de governança na indústria elétrica foi realizada em trabalhos como os de Santana e Oliveira (1999 e 2000), Newbery (2000) e Estache, Perelman e Trujillo (2006). Esses autores demonstraram que, durante grande parte do processo de desenvolvimento dos países, o Estado realizou a provisão direta desses bens (hierarquia), através de empresas verticalizadas que atuavam em mais de dois segmentos (geração, transmissão, comercialização e distribuição). Porém, principalmente após a década de 1990, para viabilizar um processo de privatização no setor elétrico, as empresas foram desverticalizadas, passando a operar apenas um dos segmentos relacionados, se aproximando mais de uma estrutura institucional híbrida. Esse processo também ocorreu no setor elétrico brasileiro, como será visto no terceiro capítulo, que analisará o desenvolvimento institucional do setor.

Nesse processo, é importante salientar que a introdução da iniciativa privada em um projeto de investimento de geração de energia pode ocorrer em três momentos relacionados à

vida útil do projeto, definição do projeto, construção e operação, tal como demonstrado na Quadro 2.1.

Quadro 2.1 – Pontos de Intervenção para o Setor Privado

Opção	Definição do projeto	Construção	Operação
1	Público	Público	Privado
2	Público	Privado	Privado
3	Privado	Privado	Privado

Fonte: World Bank (2000, p.77)

Na Opção 1, o setor público desenvolve e constrói o projeto com recursos próprios e depois o privatiza através da venda de sua participação na empresa ou refinancia-o através da outorga de uma concessão a um operador privado. Nessa opção, o montante de recursos levantados pelo setor público pela venda do ativo ao setor privado pode ser utilizado no desenvolvimento de novos projetos (WORLD BANK, 2000). Todo o período de maior risco, que é o período de construção, é garantido pelo Estado. A iniciativa privada não participa do desenvolvimento do projeto e pode apenas operá-lo.

Como será exposto no terceiro capítulo do presente trabalho, no caso brasileiro, a maioria dos projetos para a implantação de hidrelétricas está inserida na Opção 2, onde o setor público define o projeto (estudos de viabilidade técnica, investigação local e assim por diante) e, em seguida, chama o setor privado para projetar, construir, financiar e operar o projeto em regime de Concessão de Serviço Público³⁸. Nessa opção é importante que o setor público seja capaz não só de planejar e coordenar os investimentos privados *ex-ante* como também fiscalizar e regular o processo pós-concessão, para que o agente privado construa e opere o ativo de acordo com as especificidades levantadas nos estudos (WORLD BANK, 2000).

Já a Opção 3, onde o setor privado é responsável por todos os estágios de desenvolvimento do projeto, incluindo os estudos, é aplicável a situações onde o setor privado assume a responsabilidade pelo ciclo do projeto completo. Essa opção possui muitas desvantagens, pois o papel de coordenador do processo passa a ser realizado pelo setor privado, que, por estar preso à lógica do interesse individual, pode gerar resultados que não

³⁸ A concessão é o acordo de vontades entre a Administração Pública e um particular, pelo qual a primeira transfere ao segundo a execução de um serviço público, para que este o exerça em seu próprio nome e por sua conta e risco, mediante tarifa paga pelo usuário. Difere-se da permissão porque esta consiste em ato unilateral, precário e discricionário do Poder Público. (BRASIL, 1988)

são ótimos nem do ponto de vista social, nem mesmo do conjunto de participantes envolvidos.

Por conseguinte, em condições de incerteza e complexidade, se faz necessário um agente que assuma o comando do processo de desenvolvimento e que esteja acima dos interesses privados. (FIANI. 2013, p.38). Assim, a necessidade de um centro estratégico, que não esteja vinculado a interesses particulares, já se coloca desde o momento de definição do projeto.

Independente da opção escolhida para a implantação do projeto, a estrutura de governança resultante será híbrida, com participação de agentes privados e públicos, na qual o Estado pode conceder à iniciativa privada o direito de estudar, construir, explorar e prestar o serviço de infraestrutura. De acordo com World Bank (2000, p. 87), a opção híbrida possui vantagens:

In the wider perspective, hybrid projects have the advantage of allowing the host government to play a more central role in the exploitation of its own natural resources. Hybrid Models are best suited to multipurpose or very large projects where individual elements may, for various reasons, be unfinanceable in the private sector³⁹.

Assim, o foco do presente trabalho está na análise da estrutura híbrida relacionada na Opção 2, presente no Setor Elétrico Brasileiro, que será foco de análise dos capítulos 3 e 4. Esse modelo híbrido pode ser explorado através de vários arranjos legais citados na literatura internacional, especialmente por Finnerty (1996) e por Nevitt e Fabozzi (2000), como: BOT, BOO, BTO, LDO, etc.⁴⁰. No Brasil, o modelo mais adotado para a implantação de aproveitamentos hidrelétricos é BOT⁴¹, que relaciona à concessão para a iniciativa privada do

³⁹ “Numa perspectiva mais ampla, os projetos híbridos têm a vantagem de permitir que o governo local desempenhe um papel mais central na exploração dos seus recursos naturais. Modelos híbridos são mais adequados para projetos multiuso ou muito grandes, onde os elementos individuais podem, por várias razões, serem não financiáveis pelo setor privado”.

⁴⁰ No modelo BOT (*Build, Operate and Transfer*), o poder público concede à iniciativa privada o direito de construir e explorar o serviço, por um período pré-determinado, findo o qual os ativos e os direitos de exploração retornam ao poder concedente. O modelo BOO (*Build, Own and Operate*), contempla um contrato similar ao BOT, com a exceção de que não ocorre o retorno do empreendimento ao poder público. No modelo BTO (*Build, Transfer and Operate*), uma empresa privada é responsável pela implantação do empreendimento, entregando ao poder público após a conclusão, para, posteriormente, ser licenciada a operação à alguma empresa privada, que pode ser a mesma que construiu. Já no modelo LDO (*Lease, Develop and Operate*), o Estado concede um ativo existente ao setor privado, exige a realização de investimentos e ao final os ativos retornam ao Estado. (BONOMI e MALVESI, 2004, p. 77)

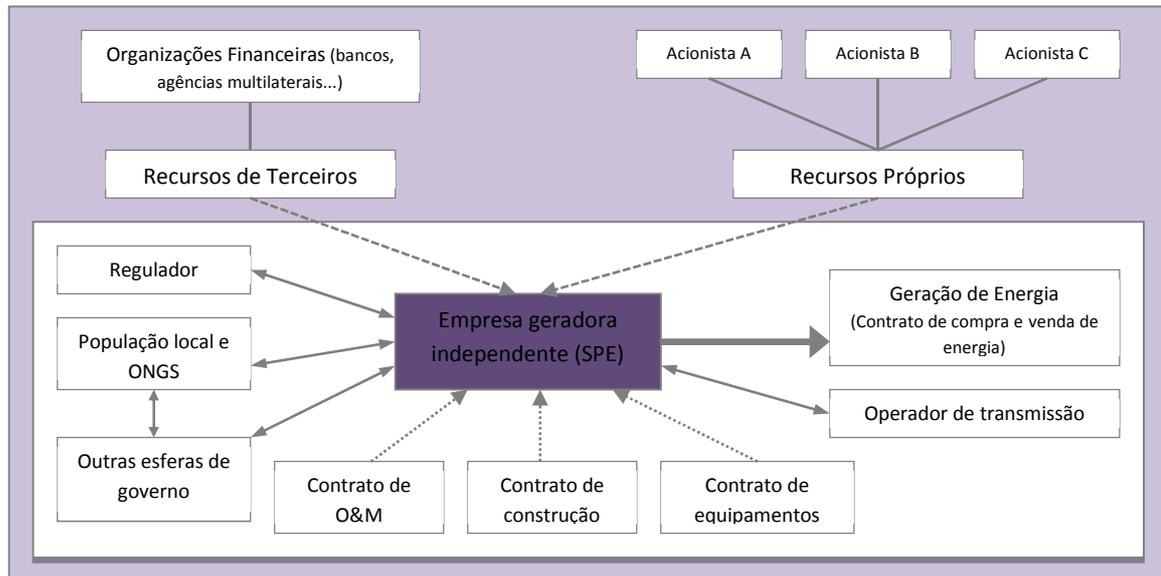
⁴¹ No Brasil, essa tipificação não apresenta contrapartida na legislação, é apenas uma forma de identificação de finalidades do empreendimento financiado por meio da estrutura de *project finance*. De acordo com a Lei no 10.848, de 15/03/2004, que dispõe da comercialização de energia no Brasil, para a energia elétrica proveniente de

direito de construção (*build*) do projeto e posterior operação do mesmo (*operate*) por um determinado tempo estabelecido em contrato, findo o qual o empreendimento volta para o Estado (*transfer*).

Então, a partir de um destes modelos de parceria é estruturado um arranjo que abarca o empreendimento como um todo, em suas várias etapas, desde o financiamento, passando pela construção, forma de operação, até o retorno do ativo para o estado. O elemento mais importante nesses arranjos legais é a montagem da estrutura contratual que definirá a forma com que os riscos vinculados ao projeto serão tratados com suas respectivas compensações. A complexidade estrutural dos arranjos híbridos com participação privada e pública advém, em grande medida, do número de distintos atores envolvidos no processo. No caso da geração hidrelétrica, por exemplo, o empreendedor deve interagir com: (a) agências reguladoras em diferentes níveis de governo (central, subnacional e municipal); (b) instituições financeiras locais e internacionais, incluindo as agências multilaterais; (c) fornecedores de equipamentos, serviços, matérias primas e operadores da planta; (e) esferas de governo, como diversos ministérios e prefeituras; (f) população local e Organizações Não-Governamentais (ONGs); (g) compradores da energia; (h) operadores da linha de transmissão; (i) outras partes interessadas externas e internas (ver Figura 2.1).

Nesse ponto, importante salientar que o presente trabalho não irá analisar todas essas relações mapeadas, mas apenas aquelas que, em alguma medida, estão presentes nas fases de investimento (planejamento) e de aporte financeiro, e que necessitam de coordenação em algum grau. Dessa forma, o objeto de análise do caso brasileiro, está nas relações entre o empreendedor e os agentes (b), (e), (f), (g) e (h), descritos acima.

Figura 2.1 – Partes envolvidas no desenvolvimento de um projeto hidrelétrico



Fonte: Elaboração própria, adaptado de Esty (2002, p. 73).

Um dos aspectos chave nessa matriz de relacionamento é o arranjo utilizado para financiar o empreendimento, já que ele pode influenciar toda a relação contratual descrita na Figura 2.1. Um dos arranjos amplamente utilizados no mundo para o financiamento a projetos de infraestrutura é o *Project Finance*, que é uma engenharia financeira que permite a segregação do financiamento ao projeto; “[...] involves the creation of a legally independent project company financed with nonrecourse debt (and equity from one or more corporate entities known as sponsoring firms) for the purpose of investing in a capital asset, usually with a single purpose and a limited life⁴²” (ESTY, 2003, p.6)

Na estrutura do *Project Finance*, inicialmente é montada uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) com o propósito particular de operar o empreendimento específico, através de uma forma jurídica que provoca o isolamento de riscos, já que ativos e fluxos de caixa relacionados ao projeto são segregados das demais atividades dos acionistas. A SPE será a empresa concessionária responsável por todo o processo de implantação do empreendimento, desde a contratação dos financiamentos até a operação do mesmo, no caso de um modelo BOT. É uma sociedade anônima, que pode possuir em sua base de acionistas desde construtores, operadores, credores e até o próprio governo (SIFERT, 2010, p.220).). O

⁴² “*Project finance* envolve a criação de uma empresa projeto juridicamente independente financiada com dívida sem solidariedade dos sócios com o propósito de investir em um ativo de capital, geralmente com um propósito específico e uma vida útil limitada”.

project finance possibilita que se enfrente a complexidade envolvida neste tipo de empreendimento tanto para os proponentes do projeto quanto para os financiadores, tal como será analisado no quarto capítulo, que detalha a estrutura financiamento de projetos de hidroeletricidade, na modalidade de *project finance*, para o caso brasileiro.

Importante salientar que essa estrutura contratual e de relacionamento entre os atores presentes na estrutura híbrida é extremamente dependente do arranjo institucional do setor constante nos distintos países. A indefinição contratual de algum elo constante no *Project Finance* pode interferir na implementação do projeto. Portanto, é importante analisar como o Estado pode prover a coordenação dessa estrutura de forma a incentivar o investimento e mitigar os riscos e incertezas inerentes a natureza desses ativos. Tal como destacado em Kumaraswamy e Zhang, 2001, p.196)

Owing to the many inherent uncertainties and risks, projects of this kind cannot be successfully implemented unless the host government gives necessary support, prepares an adequate legal framework, ensures the right political and commercial environment, and provides minimal guarantees to maintain a balanced risk-return structure⁴³.

Dessa forma, o que esta seção buscou mostrar é que, na presença de monopólio natural, que caracteriza os setores de infraestrutura, o arranjo institucional híbrido é uma forma muito utilizada para organizar as transações para a implantação de empreendimentos hidrelétricos, sendo o arranjo aplicado ao caso brasileiro. Dada essa estrutura, uma questão importante de analisar é de que forma as ações dos diversos agentes inseridos nessa cadeia são coordenadas com vistas a se reduzirem os custos de transação. O argumento utilizado no presente trabalho é de que o Estado possui papel determinante de coordenador desse processo, o que será analisado na subseção seguinte que trata do papel do Estado na coordenação de investimentos no setor de geração hidrelétrica.

⁴³ "Devido às muitas incertezas e riscos inerentes, projetos desse tipo não pode ser implementados com sucesso a menos que o governo anfitrião dê apoio necessário, prepare um quadro jurídico adequado, garanta que o ambiente a político e direito comercial, e ofereça garantias mínimas para manter um equilíbrio na estrutura de risco-retorno".

2.2.2 Estruturas de coordenação: o papel do Estado como centro estratégico no setor de geração hidrelétrica

Na medida em que esta dissertação tem como questão central a análise do papel do Estado como centro estratégico no setor de geração hidrelétrica brasileiro, é essencial explicar, ainda que de forma breve – visto que a análise mais detalhada será realizada no capítulo 4, que trata das relações no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) –, quais variáveis devem ser consideradas pelo agente público na hora de coordenar os investimentos.

Como demonstrado por Williamson (1996), no sistema econômico convivem duas formas de adaptação dos agentes, a do *tipo A* (autônoma) e a do *tipo C* (coordenada). A necessidade de reduzir os custos de transação determina diferentes estruturas de governança que vão do mercado, onde somente é promovida a adaptação do tipo *A*, à firma (hierarquia) onde somente se promove a adaptação do *tipo C*. Já na estrutura híbrida são promovidos os dois tipos de adaptação, autônoma e coordenada. No caso do setor elétrico, dada sua característica de indústria de rede e a presença de ativos específicos na transação, a realização da maioria das trocas ocorre por meio de contratos de longo prazo, entre organizações autônomas, e com diversos instrumentos de incentivos, estimulando o desenvolvimento de estratégias com forte conteúdo de cooperação, ou adaptação do *tipo C*. A cooperação, nesse caso, permite a continuidade da transação face aos investimentos em ativos específicos, tendo em vista que apenas o mecanismo de incentivo do mercado não é capaz de coordenar os agentes.

Assim, nessas estruturas híbridas, típicas do setor elétrico, a coordenação dos agentes necessita da figura de um coordenador central, nos moldes de um centro estratégico, conceito introduzido por Ménard (2011) e apresentado no primeiro capítulo da presente dissertação. O centro estratégico em um arranjo institucional híbrido tem o objetivo de arbitrar os conflitos e organizar os agentes em torno do objetivo a ser atingido. “Strategic centers can be understood as a shorthand expression for institutional entities under which transactions are initiated, negotiated, monitored, adopted, enforced, and terminated”⁴⁴ (MÉNARD, 2011, p.38).

Especialmente no caso de indústrias de rede, a rentabilidade dos investimentos de uma parte é dependente dos investimentos de outras partes o que, em situações de

⁴⁴ "Centros estratégicos podem ser entendidos como uma expressão abreviada para entidades institucionais ao abrigo do qual as transações são iniciadas, negociadas, monitoradas, adotadas, forçadas e encerradas".

complexidade e incerteza, demandam uma coordenação geral. Fiani destacou (2013, p.40):

[...] faz-se necessário um agente que garanta um movimento coordenado de todos os agentes. Por exemplo, faz-se necessário um agente que garanta que todos os investimentos em ativos específicos serão feitos ao longo de uma dada cadeia produtiva, coordenadamente, de modo a viabilizar o produto final.

Assim, por se tratar de uma indústria de rede, o setor de geração hidrelétrica demanda um agente coordenador, o centro estratégico, em três níveis: (i) na coordenação dos investimentos; (ii) na coordenação do aporte financeiro; e (iii) na coordenação da operação e comercialização. Essa coordenação é necessária para que os investimentos nos ativos específicos de geração hidrelétrica ocorram no tempo e com a qualidade necessária. O coordenador central, nesse caso, deve estar presente em todo o processo de investimento, desde a definição do projeto, organizando os estudos de bacias, de inventários de rios e de impactos ambientais, até a operação da planta hidrelétrica. Supondo que os atores privados realizem essas atividades, é essencial que o coordenador identifique a direção e o momento oportuno para a realização desses investimentos, dando a segurança necessária ao investimento privado, sem esquecer os objetivos mais gerais da política energética. Toda a cadeia de implantação de projetos hidrelétricos, para o caso brasileiro, será abordada no capítulo 4, que analisará o papel do Estado na coordenação das relações dos agentes do setor nesse país.

a) Coordenação dos investimentos

A coordenação dos investimentos engloba o período de planejamento e todas as etapas realizadas até a concessão do empreendimento à iniciativa privada. Esse período do planejamento é o mais primordial a ser analisado, pois é nele que é definido o projeto, com suas variáveis técnicas, ambientais e de preço. A definição de projetos hidrelétricos passa por estudos das bacias hidrográficas e da estimativa de possíveis potenciais hidroelétricos. “É nesta etapa que se procede à análise preliminar das características da bacia hidrográfica, especialmente quanto aos aspectos topográficos, hidrológicos, geológicos e ambientais, no sentido de verificar sua vocação para geração de energia elétrica” (MME, 2007, p. 24). Todas as etapas incluídas nesse processo, para o caso brasileiro, serão abordadas no quarto capítulo, que analisa como o Estado brasileiro coordena o processo de investimento. Nesse ponto do trabalho, é importante salientar que essa etapa de definição do projeto é primordial.

Dada a característica de indústria de rede dos ativos de hidroeletricidade, outra

variável, necessária ao investimento, que necessita de coordenação é o ponto de conexão e a data de entrada em operação dos ativos de transmissão, que escoarão a energia elétrica da UHE para o mercado consumidor. Nesse caso, dois fatores são essenciais, primeiro o planejamento da expansão da malha de transmissão e, em segundo, arranjos que possam lidar com o atraso na entrada em operação dos ativos. Esses dois fatores aumentam as incertezas dos investimentos e, caso não coordenados corretamente, podem ocasionar em problemas aos agentes inseridos na cadeia.

Conforme visto no Quadro 2.1 (Pontos de Intervenção para o Setor Privado), a introdução da iniciativa privada em um projeto de investimento de geração de energia pode ocorrer em três momentos (definição do projeto, construção e operação). Na Opção 2, utilizada no caso brasileiro, a definição do projeto é feita pelo Estado que concede à iniciativa privada o direito de construir e explorar o serviço. Assim, o resultado da fase de coordenação dos investimentos é a licitação do projeto à iniciativa privada.

b) Coordenação do aporte financeiro

Durante a fase de construção do empreendimento, após a concessão da exploração do potencial energético a algum ente privado, a responsabilidade pela execução do projeto e, por conseguinte, da obtenção de todos os contratos, licenças e seguros necessários à construção, é do concessionário. No entanto, o risco financeiro, ou seja, àquele relacionado ao equacionamento das fontes de recursos, pode levar ao aumento dos riscos e dos custos de transação, tal como já abordado na seção anterior do presente capítulo.

Dessa forma, no caso do aporte financeiro, o centro estratégico pode coordenar a ação entre agentes privados (empreendedores e bancos privados) e/ou entre esses e órgãos multilaterais e bancos públicos. No caso de países com mercado de capitais mais desenvolvidos, que possam prover financiamento de longo prazo com taxas de juros a níveis satisfatórios, a figura de um ente como coordenador das ações dos agentes, no caso do financiamento, pode não ser necessária, já que os agentes podem se relacionar diretamente, sem a necessidade de um centro de coordenação. Porém, no caso de países em desenvolvimento, a figura de um coordenador de atores se faz necessária, tendo em vista que a incerteza relacionada à obtenção de financiamento de longo prazo pode ocasionar em não investimento por parte dos agentes privados. Nesses casos, o Estado possui um papel de incentivador dos investimentos. Mesmo no caso dos países hoje desenvolvidos as primeiras

inversões em infraestrutura básica não ocorreram sem a participação forte do Estado, principalmente quando se trata da questão do financiamento aos investimentos. Tal como destacado em Eichengreen (1995, p. 16):

Although most infrastructure projects were privately financed and constructed in the overseas regions of recent European settlement during the 19th century, government subsidies and external finance were still integral to the process. The informational asymmetries characteristic of markets in the early stages of development hindered efforts to rely on private finance. Funds adequate to underwrite the construction of canals, railways and ports could not be mobilized through the operation of domestic financial markets alone, owing to problems of asymmetric information which gave rise to adverse selection and moral hazard and which discouraged private investors⁴⁵.

Assim, no caso do aporte financeiro, o Estado pode mitigar o risco de obtenção de crédito de maneira *ex-ante*, provendo segurança ao investimento privado, promovendo o investimento em ativos específicos.

c) *Coordenação da Operação e da Comercialização*

Na fase operacional, após a entrada em operação do empreendimento, duas variáveis necessitam de coordenação: a comercialização da energia e a operação da planta hidrelétrica.

Tendo em vista as características de ativos específicos dos ativos de hidroeletricidade, qualquer incerteza relacionada à demanda pode levar a subinvestimentos. Dessa forma, a garantia de venda da energia através de contratos de longo prazo é essencial para que o empreendedor não corra o risco de demanda.

PPP projects are viable only if a reliable, long-term revenue stream can be established. The risk that the predicted revenues do not materialize is the greatest risk to the commercial viability of a project. This risk is borne by those providing finance or financial guarantees⁴⁶ (GRIMSEY e LEWIS, 2002, p. 109).

⁴⁵ “Embora a maioria dos projetos de infraestrutura tenham sido financiados privadamente e construídos nas regiões ultramarinas de colonização europeia recente, durante o século 19, os subsídios do governo e financiamento externo ainda eram parte integrante do processo. As assimetrias de informação características dos mercados nos primeiros estágios de desenvolvimento dificultaram os esforços para contar com financiamento privado. Fundos suficientes para garantir a construção de canais, ferrovias e portos não poderiam ser mobilizados somente através da operação de mercados financeiros domésticos, devido a problemas de informação assimétrica que deram origem à seleção adversa e risco moral e que desencorajava os investidores privados”.

⁴⁶ “Projetos de PPP só são viáveis se um fluxo confiável de receita de longo prazo puder ser estabelecido. O risco de que as receitas previstas não se concretizem é o maior risco para a viabilidade comercial do projeto. Este risco é suportado por aqueles que fornecem financiamento ou garantias financeiras”.

Usualmente, no setor de geração de energia, são utilizados contratos do tipo *Power Purchase Agreement - PPA* (Contratos de Compra e Venda de Energia – CCVEs), contratos bilaterais negociados individualmente ou através de leilões de energia. Esses contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica possuem a respectiva potência associada e preço e são celebrados entre o agente vendedor e o agente comprador, que pode ser uma distribuidora de energia, um ente federativo, um consumidor livre, dentre outros (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012). Devem ser celebrados, de preferência, antes do início das obras e possuírem prazos de duração longos, para que o projeto não corra o risco de flutuações na demanda.

Como esses contratos são celebrados bilateralmente, podem não necessitar da figura de um agente intermediador para sua realização. No caso da geração hidrelétrica, que possui risco de falta de suprimento de água em períodos de estiagem, a existência de mecanismos para que o empreendedor possa adquirir energia para celebração dos contratos é necessária, para diminuir os riscos associados a incertezas na geração de energia e facilitar a obtenção de financiamento de longo prazo. Dessa forma, a presença de um centro estratégico na comercialização de energia pode ser benéfica para os agentes.

Outra relação da fase operacional diz respeito ao despacho da planta de geração e a operação e monitoramento do nível dos reservatórios. Com a introdução da iniciativa privada no sistema elétrico surge a necessidade do desenvolvimento de mecanismos de coordenação, externos às empresas, para lidar com essas questões. A existência de um operador nacional público, que monitore o nível dos reservatórios e faça o despacho coordenado das plantas de geração, é essencial. Losekan (2003, p. 40), explora essa questão de maneira clara:

O operador do sistema se tornou a instituição mais importante na coordenação operacional do setor elétrico. Seu objetivo é assegurar a confiabilidade do sistema em ambiente competitivo, gerenciando a rede de transmissão de forma a permitir acesso equitativo para os agentes. O operador é responsável pela definição do despacho das centrais, ou seja, das quantidades produzidas por cada central. Devido às restrições do sistema de transmissão nem todas as transações orientadas por critérios de mercado podem ser efetuadas.

Dessa forma, o nível de produção de cada planta e de confiabilidade do atendimento (que implica o uso ótimo das instalações de transmissão) é uma atribuição do coordenador central da operação, e não de cada empresa individualmente. A questão que se coloca ao operador é quanto utilizar dos recursos hidrelétricos disponíveis no presente, de modo a

assegurar a menor complementação térmica no presente e no futuro. A inexistência dessa coordenação no despacho pode levar a uma má utilização dos recursos hídricos para a geração de energia elétrica, dificultando a maximização dos benefícios energéticos. No caso da operação do setor elétrico, por exemplo, Santana e Oliveira (1999, p.109) fazem a seguinte análise:

A especificidade dos ativos (intensivos em capital, interdependentes, que geram externalidade positivas e negativas, e de custos e preço voláteis) exige uma intensa cooperação e uma coordenação centralizada ou, do contrário, fica praticamente impossível a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis.

A aplicação do conceito de centro estratégico à operação de ativos no SEB não será objeto de análise do presente trabalho, tendo em vista que a operação de ativos de indústria de rede já foi amplamente estudada na literatura internacional. Assim, o foco de análise do presente trabalho está na coordenação dos investimentos e do aporte financeiro

Além do papel de centro estratégico, o Estado pode atuar no desenvolvimento das estruturas híbridas, “[...] public authorities can interfere directly in the development of hybrids through agencies, regulations, etc.”⁴⁷ (MÉNARD, 2011, p. 41). Usualmente, a justificativa para a atividade regulatória é a correção de falhas de mercado. A regulação no setor elétrico procura contornar problemas de externalidades e de monopólio natural. Dessa forma, para o desenvolvimento de projetos em setores caracterizados por monopólio natural é imprescindível o desenvolvimento de leis que regulem a atividade dos agentes e que são dadas para todos àqueles que necessitarem desenvolver atividades naquele setor. Essas leis, como é o caso daquelas de natureza regulatória, não serão objeto de análise no presente trabalho, já que, no caso das atividades que devem ser coordenadas, o papel do Estado é distinto daquele de regulador e legislador.

Como resultado da atuação do Estado como centro estratégico na coordenação dos atores, é esperado que os investimentos sejam realizados, (i) de maneira a atender o crescimento da demanda de energia elétrica; (ii) de acordo com as características técnicas maximizadoras da geração de energia; (iii) respeitando os aspectos socioambientais inerentes aos investimentos; e (iv) dentro do prazo de implantação estipulado inicialmente; de forma as recompensas coletivas daquele arranjo institucional híbrido gerem benefícios para a economia

⁴⁷ “[...] as autoridades públicas podem interferir diretamente no desenvolvimento de híbridos por meio de agências, regulamentos, etc.”.

como um todo.

Cabe ressaltar que, parte das relações mencionadas acima também poderia ser coordenada por instituições privadas. Contudo, como os agentes privados estão presos à lógica do ganho individual, não podem conduzir sozinhos o processo de desenvolvimento, especialmente no caso de ativos específicos, que envolvem situações de incerteza e complexidade. Dessa forma, o Estado possui papel privilegiado para realizar essa função de centro estratégico, já que possui, dentre outras características, mecanismos de execução para disciplinar as partes e procedimentos de resolução de conflitos, características essenciais de um centro estratégico como apontado por Ménard (2011).

Assim, o Estado se apresenta como elemento essencial dentro desta análise, uma vez que pode estabelecer instrumentos de coordenação *ex-ante*, na busca da redução das incertezas inerentes das transações com ativos específicos.

Conclusão

O objetivo desse capítulo foi apresentar as principais características dos investimentos em geração hidrelétrica na tentativa de mapear os riscos do setor e compreender os principais entraves ao investimento. Os investimentos em ativos de geração hidrelétrica possuem características que podem ser interpretadas à luz dos argumentos da TCT, como alta especificidade de ativos, ambientes com elevada incerteza e presença de comportamentos oportunistas por parte dos agentes, que podem elevar os custos de transação.

Conforme visto, a introdução da iniciativa privada no setor elétrico modificou a forma com a qual o setor era organizado anteriormente, com empresas verticalizadas que realizavam todos os serviços baseados numa estrutura hierárquica. Com a desverticalização das empresas e a convivência de agentes públicos e privados no setor, aproximando-o de uma estrutura de governança híbrida, a questão da coordenação dos agentes se tornou essencial, tendo em vista que só os mecanismos de ajuste de preço do mercado (coordenação autônoma) não são capazes de fazê-la. Essa necessidade de coordenação da estrutura híbrida é ressaltada pela característica de indústria de rede dos ativos do setor elétrico, com presença de vários agentes independentes na cadeia de investimentos, relacionando-se e compartilhando ativos. É nesse ponto que o conceito de centro estratégico, introduzido por Ménard, pode ser aplicado ao presente trabalho, já que a ação do centro estratégico objetiva incentivar a cooperação entre

esses agentes autônomos, de forma a alocar as recompensas coletivas e evitar conflitos que levem à não realização de investimentos específicos.

Perante estes fatores, conforme abordado na última seção do capítulo, o setor de geração hidrelétrica demanda uma coordenação central em três níveis: investimentos, aporte financeiro e operação e comercialização. O foco do presente trabalho está na compreensão de como o Estado brasileiro coordena as duas primeiras relações, de forma a promover os investimentos no setor.

Em suma, o Estado pode desempenhar papel relevante nas estruturas híbridas, especialmente ajustando as ações coletivas a serem realizadas pelos agentes viabilizando, dessa forma, os investimentos no setor. A forma com que o Estado exerce esse papel nos distintos países depende do ambiente institucional e das características de cada transação. Dessa forma, o objetivo do presente trabalho é analisar como o Estado coordena os investimentos em hidroeletricidade no Brasil e se ele exerce o papel de um centro estratégico, análise que será realizada no quarto capítulo.

3. HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Introdução

Após a descrição, no segundo capítulo, do funcionamento do setor de hidroeletricidade, é necessário, para prosseguir com a análise do papel do Estado como centro estratégico no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), descrever o histórico institucional deste setor, apresentando suas principais características, reformas realizadas e estruturas de governança. O objetivo do presente capítulo é, então, realizar essa descrição com enfoque no papel desempenhado por cada instituição do Estado no setor.

Primeiramente, é preciso ter em mente que o desenvolvimento do SEB foi influenciado pelas dimensões continentais do país e pelo enorme potencial hidrelétrico de suas bacias fluviais. Assim, foi caracterizado desde o início pela construção de enormes usinas de geração hidrelétrica, espalhadas pelo país, que levaram a necessidade de um sistema de transmissão de energia interligado, com vistas a gerar maiores economias de escala. Essas características, somadas àquelas relativas ao próprio produto energia elétrica, fizeram com que o Estado brasileiro sempre desempenhasse papel chave no setor.

Ao longo do processo de reformas no setor elétrico o papel do Estado foi se modificando. Até a década de 1990, o Estado brasileiro era hegemônico no setor, controlando o planejamento e a execução das políticas. A década de 1990 marcou a transição de um modelo fortemente estatal, de concessionárias públicas verticalmente integradas, para um modelo de maior abertura aos investimentos privados e à competição. Esse processo de reformas no setor elétrico surgiu nos países desenvolvidos como parte das políticas de redefinição do papel do Estado e liberalização das atividades econômicas implementadas por governos de orientação privatizante. O objetivo inicial era introduzir a competição no setor de forma a atrair o capital privado. Por uma série de razões que serão analisadas na segunda parte desse capítulo, as reformas introduzidas na década de 1990 não foram satisfatórias, já que o país atravessou um período de falta de oferta de energia que culminou em um racionamento.

Como consequência desses problemas o marco regulatório do setor foi novamente modificado em 2004, marco esse que vigora até os dias atuais. Em linhas gerais, as disposições desse novo marco regulatório primaram pela reorganização das atividades de

planejamento, a partir da reestruturação institucional do setor, e pela regulação sobre o processo de comercialização de energia no mercado cativo, de forma a ajustar a política setorial aos objetivos de modicidade tarifária, de incentivo aos investimentos privados e de segurança de abastecimento. Com relação ao setor de geração hidrelétrica, as mudanças nas regras de concessão de novos aproveitamentos e comercialização de energia alteraram a estrutura dos negócios desenvolvidos no setor e, portanto, a percepção sobre os riscos dos investimentos em empreendimentos dessa fonte de geração.

Ou seja, o atual marco regulatório do setor, bem como as principais instituições que atuam em seu ambiente, foi resultante de um processo de reformas institucionais conduzido ao longo das décadas de 1990 e 2000. A introdução da competição no setor, especialmente no de geração de energia, tornou a estrutura do SEB híbrida e modificou o papel que o Estado desempenhava no setor. Essa característica híbrida ressaltou o papel chave da coordenação dos investimentos, objeto de análise do presente trabalho.

Assim, além de apresentar o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, o presente capítulo aborda o funcionamento da concessão de novos projetos no setor de geração hidrelétrica no atual modelo do SEB. Dessa forma, o capítulo está estruturado da seguinte forma, na primeira parte do trabalho será realizada uma análise das características do SEB, focalizando seu funcionamento e na distribuição entre as fontes de energia. Posteriormente, será apresentado um breve histórico do setor com um enfoque nas reformas realizadas na década de 1990. A terceira parte tem o objetivo de apresentar o marco regulatório vigente, com ênfase no funcionamento do setor de hidroeletricidade. Por fim, são tecidas algumas conclusões.

3.1 Características do Setor Elétrico Brasileiro

Para uma análise do SEB é importante, inicialmente, considerar que o Brasil possui cerca de setenta por cento de sua capacidade de geração elétrica de origem hidrelétrica, o que causa grande dependência do regime hidrológico e exige um adequado planejamento da expansão da geração. O SEB tem, ainda, características de uma indústria de rede, onde a operação dos ativos de determinado segmento está vinculada aos demais estágios e onde a ação de um agente na cadeia tem reflexos sobre terceiros e sobre o sistema como um todo, devido à malha de transmissão de grandes distâncias que conecta a geração à distribuição.

Chiganer et.al. (2002, p.3) resumem algumas características do SEB, que influem na forma com a qual o setor é organizado e planejado.

O Brasil apresenta algumas características peculiares, que exigem um adequado planejamento da expansão da geração elétrica: organização institucional complexa em função das suas dimensões, das diferenças regionais e da necessidade de participação dos diferentes agentes públicos e privados; sistema predominantemente hidráulico, com grandes reservatórios de regularização plurianual; sistemas de transmissão com grandes distâncias; possibilidades de conexões inter-regionais com aproveitamento da diversidade hidrológica entre bacias; grande sazonalidade de vazões, resultando variações de energia de um para seis, e potencial desenvolvimento de geração térmica, aproveitando o regime hidrológico dos rios.

O segmento de geração elétrica no Brasil é pulverizado, atualmente contando de acordo com o Banco de Informações de Geração – BIG⁴⁸ da ANEEL, com 3.104 empreendimentos geradores em operação que totalizam 127,5 GW de potência instalada⁴⁹. Ainda de acordo com a ANEEL, está prevista para os próximos anos uma adição de 36 GW na capacidade de geração do País, proveniente dos 212 empreendimentos atualmente em construção e mais 497 outorgados. Como pode ser visto na Tabela 3.1, cerca de 70% dessa capacidade está concentrada em hidroeletricidade (Usinas Hidrelétricas, Pequenas Centrais Hidrelétricas- PCH e Centrais Geradoras Hidrelétricas). Já as termelétricas, movidas a gás natural, óleo diesel, óleo combustível, carvão mineral e biomassa, correspondem a 28,8% da capacidade instalada total.

Tabela 3.1 – Geração de energia no Brasil, por tipo de fonte

Tipo	Empreendimentos em Operação			Empreendimentos em Construção			Empreendimentos Outorgados*		
	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
Hidroelétrica	1105	91.521.950	67,8	38	14.389.721	68,3	201	4.978.282	33,13
Eólica	115	2.389.572	1,86	158	4.081.639	19,4	163	4.228.371	28,13
Solar	83	10.198	0	0	0	0	0	0	0
Termelétrica	1799	38.804.903	28,76	15	1.254.708	5,95	132	5.824.352	38,75
Nuclear	2	1.990.000	1,56	1	1.350.000	6,41	0	0	0
Total	3104	134.716.623	100	212	21.076.068	100	497	15.031.055	100

* Não iniciaram sua construção

Fonte: BIG – ANEEL, consulta em 25/03/2014.

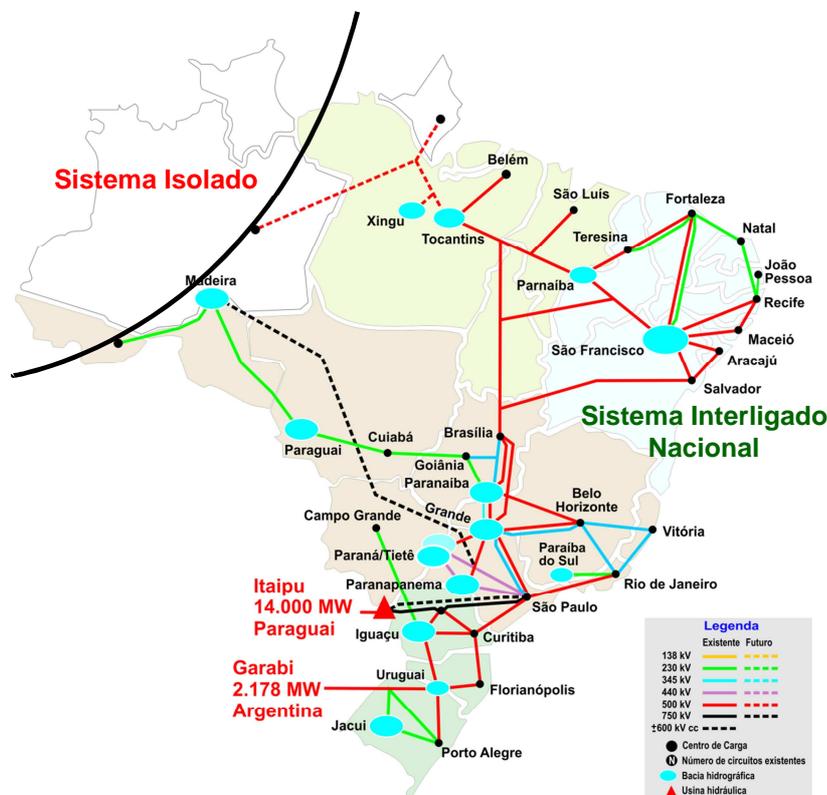
⁴⁸ Banco de Informações de Geração – BIG da ANEEL.

<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> . Acessado em 25/03/2014.

⁴⁹ É importante destacar que nesse número não está contabilizada a potência de Itaipu binacional. Com a inclusão de Itaipu, a potência instalada total brasileira é de 136,4 GW (base: maio/2014).

A predominância de hidrelétricas na matriz energética brasileira, geralmente distantes dos centros de carga, as dimensões continentais do país e a dispersão espacial das fontes levam à necessidade de uma malha de transmissão complexa e extensa. Em termos de transmissão de energia, o SEB é dividido em dois grandes blocos para fins de planejamento: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e os Sistemas Isolados. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país se encontram fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica, como mostra a Figura 3.1.

Figura 3.1 – Mapa do Sistema Elétrico Nacional



Fonte: PDE (2022)

Assim, a existência dessa malha de transmissão para conectar as usinas de geração espalhadas de norte a sul do país ressalta ainda mais a necessidade de coordenação na expansão e na operação desse sistema. Essa característica é intensificada pelo uso de hidrelétricas com reservatório, que minimizam a variabilidade das aflúências, já que as vazões anuais dos rios podem ser muito distintas, isto é, armazenam água em anos úmidos, nos quais a energia afluyente foi favorável, para aumentar a produção de energia nos anos secos.

A presença de reservatórios espalhados pelo país maximiza a energia das distintas bacias, tornando os agentes participantes do SEB dependentes dos outros. “Nesse sentido, diferentemente da maior parte dos países, o segmento de geração tem um perfil cooperativo entre os agentes, algo observado em poucos países, como Noruega, Canadá e Nova Zelândia, que têm preponderância hidrelétrica” (ESPOSITO, 2011, p. 238).

Durante o processo de desenvolvimento brasileiro, a fonte de energia hidrelétrica sempre foi a principal fonte na matriz elétrica brasileira, chegando a representar 89,4% do total em 1973 (MME, 2013) . De acordo com Tolmasquim (2011, p. 74), “o potencial hidrelétrico brasileiro é estimado em 260 GW, dos quais apenas 30% já foram aproveitados”. Esse autor ressalta ainda que o desenvolvimento de novos projetos de hidroeletricidade, principalmente aquelas plantas com vastos reservatórios, tem sido dificultado pelos impactos socioambientais desses aproveitamentos. Cabe ressaltar que esse fator é ainda agravado pelo fato da grande maioria do potencial ainda não explorado dessa forma de energia estar localizado na região amazônica, o que dificulta a expansão tendo em vistas as dificuldades ambientais, sociais e de logística associadas a esses investimentos. Por esses fatores, a matriz energética brasileira vem sofrendo alterações em sua estrutura ao longo do tempo, com o aumento de outras fontes de energia, principalmente de origem térmica, o que ocasiona novos desafios na expansão, no planejamento e na operação do sistema.

Para continuar com a análise do caso brasileiro é importante abordar seu histórico e o desenvolvimento de suas instituições. A próxima seção tem, então, o objetivo de abordar o desenvolvimento institucional do setor focalizando, principalmente, nas mudanças produzidas pelo processo de desestatização iniciado na década de 1990, que culminou com a entrada da iniciativa privada no setor e o redirecionamento do papel do Estado.

3.2 Histórico do setor elétrico brasileiro e as reformas da década de 1990

O SEB se desenvolveu fortemente com a liderança do Estado, tal como ocorreu em outros setores da economia, principalmente a partir da década de 50, no Governo de Juscelino Kubistshek, devido à necessidade crescente de oferta de energia, por conta da industrialização. O governo passou a intervir diretamente no setor, elaborando o primeiro Plano Nacional de Eletrificação e criando a estrutura institucional que passaria a reger o setor nas décadas seguintes. Em 1957, criou a Central Elétrica de Furnas S.A., em 1960, o

Ministério de Minas e Energia – MME e, em 1961, a Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras, empresa estatal de âmbito nacional, responsável pela coordenação das atividades de planejamento, financiamento e execução da política da energia elétrica no Brasil. Em 1968 cria a Eletrosul e, em 1972, a Eletronorte. Em 1973 é assinado o Tratado de Itaipu, entre Brasil e Argentina, para a construção da Usina de Itaipu (CHIGANER ET. AL., 2002).

Em termos de estrutura de governança, podemos destacar que nesse período, desde a criação da Eletrobras até a década de 1980, as políticas eram traçadas pelo Ministério de Minas e Energia e a execução ficava com a Eletrobras. Em função das peculiaridades do setor elétrico e dos prazos de maturação dos projetos, ela tinha a atribuição de planejar a operação e a expansão do sistema, pois o setor exigia uma coordenação centralizada de várias centrais espalhadas pelo país.

Assim, a Eletrobras constituía o principal instrumento de intervenção do Estado no setor já que controlava as quatro empresas de geração e transmissão (Furnas, Eletrosul, Eletronorte e CHESF), duas empresas de distribuição (Escelsa e Light), a Nuclen, empresa responsável pela geração de eletricidade a partir de energia nuclear, a parte nacional da hidrelétrica de Itaipu e o Cepel, órgão de pesquisa do setor elétrico. Além da propriedade das empresas do setor, a Eletrobras era responsável pela coordenação da operação e da expansão do sistema através de dois órgãos colegiados, o Grupo Coordenador de Operação interligada (GCOI) e o Grupo Coordenado de Planejamento Setorial dos Sistemas Elétricos (GCPS)⁵⁰ e também era o órgão de financiamento setorial, centralizando os recursos destinados ao setor (Fundo Federal de Eletrificação, empréstimos compulsórios e a Reserva Global de Reversão-RGR⁵¹). Dessa forma, o Estado tinha participação direta em todas as fases dos investimentos em geração e transmissão de energia, desde o planejamento até a execução.

Esse modelo institucional de planejamento e funcionamento do setor foi satisfatório, tendo o país construído grandes usinas hidrelétricas, dentre elas Itaipu, e também uma extensa

⁵⁰ O GCPS se constituía no principal foro onde se articulava e coordenava o planejamento da expansão, através de estudos de longo, médio e curto prazos da expansão do sistema elétrico brasileiro. O GCPS foi criado em 1982 e era integrado por 35 empresas concessionárias de energia sob a coordenação da Eletrobras. Os estudos realizados eram revistos anualmente e ajustados, caso necessário, nos programas de obras de geração e transmissão para os mercados previstos. O resultado de cada ciclo anual de planejamento era consolidado no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico. Já o GCOI era responsável pela coordenação da operação interligada do sistema (ZIMMERMAN, 2007).

⁵¹ A RGR surgiu com a finalidade de gerar recursos para o poder concedente indenizar as concessionárias por bens e instalações não amortizados no momento da reversão da concessão. A Eletrobras passou a administrar esse fundo em 1971, que foi empregado para empréstimos aos concessionários para a expansão do setor (LOSEKAN, 2003).

malha de transmissão de energia elétrica. Como aponta Oliveira (1997, p.11), por volta de 1995 o Brasil havia construído 55.512 MW de capacidade de geração de energia elétrica, 153.406 Km de transmissão e 1,6 milhão de km de linhas de distribuição.

No entanto, a situação econômico-financeira do setor começou a ser agravada com a crise da dívida na década de 1980, devido ao aumento da taxa de juros e a diminuição da liquidez internacional, que afetou o investimento total da economia e também àqueles realizados pelo setor elétrico. Progressivamente, a situação econômico-financeira setorial se desequilibrou e a inadimplência se generalizou. Como as empresas não tinham recursos e dependiam basicamente de recursos da União, o nível de investimento diminuiu drasticamente, a partir da segunda metade dos anos 1980, e várias obras foram paralisadas, acarretando em elevados custos financeiros.

A partir desse ponto, com falta de recursos para investimento concomitantemente com a influência crescente das ideias advindas do Consenso de Washington, de diminuição do papel do Estado em todas as áreas de atuação da economia, o SEB sofreu fortes mudanças em sua estrutura. A desestatização foi aplicada na maioria dos países em desenvolvimento e no Brasil iniciada no governo do ex-presidente Fernando Collor e intensificada durante o governo de Fernando Henrique Cardoso. Ela abarcou todos os setores nos quais o Estado possuía forte presença e também foi marcante na infraestrutura, em especial no setor elétrico.

A reforma desestatizante no SEB teve início em 1995, com a promulgação da Lei nº 8.987/95, conhecida como a Lei de Concessões de Serviços Públicos, e da Lei Setorial nº 9.047/95, quando foram estabelecidos os fundamentos básicos do novo modelo e iniciada a sua abertura à participação dos capitais privados (CHIGANER ET.AL., 2002). O primeiro passo para a privatização foi a desverticalização das empresas operadoras controladas pelo Estado, com a cisão das companhias geradoras, transmissoras e distribuidoras, permitindo, assim, a possibilidade de compartilhamento dos ativos existentes com novos entrantes na indústria. O processo de privatização também objetivava promover a desconcentração horizontal na geração. As atividades de distribuição e transmissão continuariam totalmente regulamentadas, mas a produção das geradoras passou a ser negociada no mercado livre – ambiente no qual as partes compradora e vendedora acertavam entre si as condições mediante contratos bilaterais.

Foi introduzida uma estrutura regulatória composta pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada em 1996, organismo regulador e fiscalizador, e por duas

entidades de direito privado. Uma dessas entidades, o Operador Nacional do Sistema (ONS), criado em 1998, ficou responsável pelo controle do despacho das usinas geradoras e pela operação e gestão dos sistemas de transmissão e a outra, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), criou um conjunto de regras comerciais para a concorrência na compra e venda da energia. O MAE era o lócus de negociação de energia no atacado. Os participantes do MAE registravam seus contratos bilaterais e participam da formação do preço spot. Para evitar excessiva exposição ao mercado spot, foi determinado que os comercializadores devessem atender a pelo menos 85% de seu mercado através de contratos bilaterais (LOSEKAN, 2003).

A partir de 1995, inúmeros marcos regulatórios alteraram a estrutura com a qual o setor elétrico viria a operar a partir daquele momento. E, a partir destes marcos legal e institucional, estruturou-se o modelo para o setor com o objetivo de ampliar o escopo da participação privada, ao mesmo tempo buscando criar um mercado com maior flexibilidade via estabelecimento de contratos bilaterais e criação da figura do consumidor livre e do produtor independente.

Com a maior participação do capital privado na geração de energia elétrica, a partir de meados da década de 1990, a função da Eletrobras como planejadora do setor, por meio do GCPS e do GCOI, passou a ser questionada tendo em vista que interesses empresariais poderiam ir contra a expansão da malha de geração do país como um todo. Dessa forma, seu papel de organizadora do setor foi perdido. O processo de inventário de novos empreendimentos, realizado pela Eletrobras, por exemplo, foi interrompido deixando ao setor privado a realização desses estudos (D'ARAÚJO, 2009, p.145). Tal como destacam Santana e Oliveira (1999, p. 377), inicialmente a ideia do governo era que o setor elétrico viesse a ser coordenado via ajuste de mercado, o que acabou se demonstrando uma escolha errônea:

Ao defender a desverticalização das empresas, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, e criar instrumentos que reduzem sensivelmente o poder de mercado da Eletrobras, eliminando sua influência nas decisões de expansão da capacidade instalada e na comercialização da energia gerada, (...) a coordenação da otimização do uso dos recursos energéticos deveria passar a ser uma função do mercado e não mais de uma estrutura hierárquica, que tem seu ponto mais alto a *holding* das empresas federais de eletricidade.

Somente a partir de 2000, as ações do antigo GCPS passaram a ser coordenadas diretamente pelo MME, através da criação do Comitê Coordenador de Planejamento do Setor

Elétrico – CCPE. (Zimmermann, 2007). Durante o período de 1995, início das privatizações, até a assunção da coordenação direta pelo MME, a coordenação de ações do setor e o planejamento da expansão ficaram a cargo da Eletrobras que não possuía mais atribuição nem interesse em realizar tal missão. Como observaram Goldenberg e Prado (2003, p.229):

O governo não conseguiu implantar um ambiente regulatório adequado e nem um mercado livre confiável de energia no MAE, mas conseguiu paralisar as atividades de coordenação da Eletrobras, ficando o sistema acéfalo. Com a ida das funções do GCOI para o ONS, o término do planejamento determinativo e da coordenação dos contratos de suprimentos exercidos pelo GCPS, a criação de novos escalões de decisão como a Aneel e a Agência Nacional de Águas (ANA) e, ainda, com a multiplicação de regras e legislações incompletas, insuficientes e conflitantes, deixou de existir um interlocutor único e experiente no governo.

Ou seja, a coordenação dos investimentos do setor não foi realizada de maneira eficiente nesse período pós-privatização devido a uma má definição dos arranjos institucionais de planejamento do setor. Esses arranjos institucionais do setor não acompanharam o processo de privatização, já que o início desse processo ocorreu antes que as estruturas de governança e o marco regulatório do setor estivessem bem definidos. Um dos resultados negativos dessa ineficiência foi o racionamento de energia ocorrido no Brasil em 2001, que teve impactos muito negativos sobre o crescimento da economia brasileira.

Araújo (2001) destaca que um dos principais problemas do modelo adotado foi que ele não respeitou a peculiaridade do sistema elétrico nacional, notadamente, a predominância da geração hidrelétrica organizada em torno de grandes empreendimentos operando em cascata. Os objetivos da reestruturação do setor eram obter ganhos de eficiência com a introdução da competição no setor elétrico e superar a crônica escassez de recursos para investimentos, no entanto, as características inerentes ao setor não poderiam ter sido esquecidas na hora do planejamento dos investimentos. “Sendo assim, o governo brasileiro precipitou-se rumo a liberalização de sua indústria elétrica sem considerar adequadamente as limitações de tal estratégia, que já eram, inclusive, evidentes.” (Correia et. al., 2006, p.614)

Inúmeros autores abordaram a questão da crise energética de 2001, dentre os quais Giambiagi et.al. (2002), Goldemberg e Prado (2003) e Araújo (2001), dessa forma o objetivo do presente capítulo não é se estender nas causas desse evento. É importante apenas salientar que, dentre uma das principais causas da crise, devemos destacar a falta de planejamento do setor ocorrida após o esvaziamento das funções da Eletrobras, tendo o sistema ficado sem um

planejador central.

Diante do cenário de escassez que se observava, o governo federal decidiu criar, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE), com o objetivo de propor e implementar medidas para superar as dificuldades impostas no curto prazo, criando as condições para o desenvolvimento sustentado do setor elétrico brasileiro no futuro.

Após a crise energética e as medidas de curto prazo tomadas para estancar o problema, foi iniciada a elaboração de um novo marco regulatório para o setor, marco esse que perdura até os dias de hoje com algumas poucas alterações relevantes. O objetivo da próxima seção é, portanto, analisar as mudanças propostas nesse novo marco regulatório, com ênfase no papel de cada instituição criada e também no funcionamento do mercado de geração hidrelétrica, foco do presente trabalho.

3.3 O Novo Modelo do SEB

Como exposto, até a década de 1990, o modelo do SEB estava baseado numa estrutura de governança hierárquica, cujo controle era público e estava concentrado na Eletrobras. As reformas da década de 1990 tentaram introduzir uma estrutura de governança de mercado, principalmente no setor de geração de energia, no entanto, dadas as próprias características do SEB e a natureza de seu produto, essa estrutura se mostrou não ser a melhor adaptada ao setor. Dessa forma, a partir de 2003, iniciou-se um processo de reestruturação setorial com vistas a levar o setor elétrico brasileiro a funcionar de acordo com uma estrutura de governança híbrida, com agentes públicos e privados se relacionando entre si, sob a coordenação e regulação do Estado. Correia et.al. (2006, p. 618) destacam que esse processo visava formatar um modelo alternativo:

A partir da constatação do esgotamento da capacidade de investimento do modelo estatal, tentou-se uma rápida transição para um modelo privado. No entanto, como isto não se confirmou, tornou-se necessário a formatação de um modelo setorial alternativo, capaz de equilibrar a convivência dos capitais público e privado em um ambiente competitivo.

É importante destacar que, o Novo Modelo do SEB retornou com alguns conceitos que haviam sido abandonados na década de 1990, o que fez com que Correia et.al. (2006) o classificasse de “contrarreforma regulatória”, já que sua elaboração foi baseada na construção de regras institucionais para o retorno do planejamento central e estatal e dos investimentos

públicos.

O atual modelo institucional do SEB foi proposto no governo do presidente Luis Inácio Lula da Silva, em 2003, e aprovado pelo Congresso Nacional em 2004. As Leis nº 10.847 e nº 10.848 estabeleceram as diretrizes para o funcionamento desse Novo Modelo do SEB, cujo ponto principal foi a maximização da segurança do suprimento de energia elétrica e a universalização do acesso, expressa pelo princípio da modicidade tarifária (CORREIA ET. AL., 2006, p. 19). Manteve-se o intuito de atração da iniciativa privada ao setor, mas a partir do planejamento indicativo do Estado e integrado com a modicidade tarifária.

De forma resumida, dentre as principais inovações trazidas pelo novo modelo podemos citar: a criação dos leilões para contratação de compra de energia pelas distribuidoras; a criação dos dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), este vinculado à contratação de compra pelas distribuidoras; a redefinição de competências da ANEEL e do ONS; a retomada do planejamento da expansão com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE); a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), para avaliar a segurança do suprimento energético; além da definição de regras de transição do modelo anterior para o novo. Essas inovações serão analisadas posteriormente no presente capítulo.

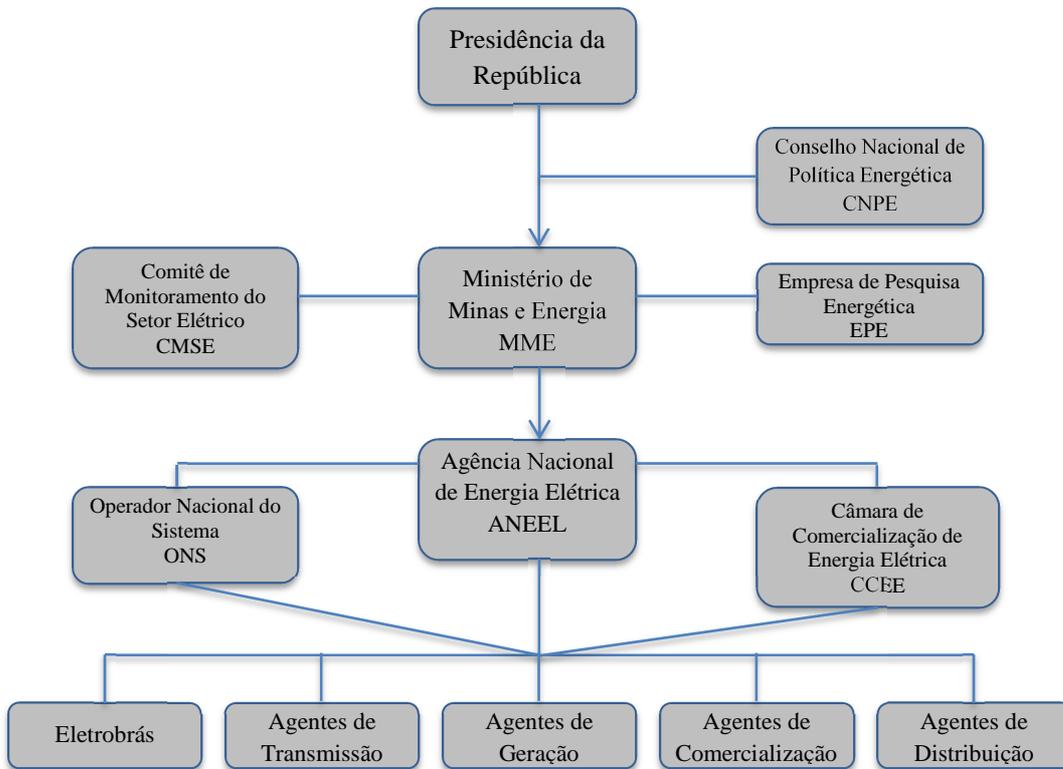
Em termos institucionais, o Novo Modelo do SEB preservou a ANEEL e o ONS e criou uma série de outras instituições para, juntamente com as instituições já existentes, realizar as funções de planejamento setorial, segurança de suprimento, regulação e fiscalização. As principais mudanças na estrutura institucional foram as seguintes: criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em substituição ao MAE, e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Ademais, foi instituído o Sistema Interligado Nacional (SIN) numa forma condominial, de modo a facilitar a operação do sistema elétrico. Conforme MME (2003), a nova estrutura institucional conta, sem hierarquia, com as entidades abaixo:

- o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) — órgão de assessoria da presidência da república, multiministerial, presidido pelo ministro de minas e energia, cujo objetivo é a formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, visando, dentre outros, o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, a revisão periódica da matriz energética e a definição de diretrizes para programas setoriais específicos;

- Ministério das Minas e Energia (MME) – ministério encarregado de formulação, do planejamento e implementação de ações do Governo Federal no âmbito da política energética nacional;
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE) — empresa pública federal vinculada ao MME, que tem como missão atuar nos estudos voltados para o planejamento energético nacional, associados às projeções da composição da matriz energética nacional, do balanço energético nacional, do aproveitamento ótimo dos recursos hídricos, do licenciamento ambiental e, por fim, do planejamento da expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) — grupo instituído sob coordenação direta do MME, que tem como finalidade monitorar e avaliar permanentemente as condições de segurança e continuidade do suprimento de energia no país. É composto por quatro representantes do MME e CEOs das instituições: ANEEL, Agência Nacional de Petróleo e Gás (ANP), CCEE, EPE e ONS;
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – autarquia, também vinculada ao MME, que tem por objetivo a fiscalização e regulação das funções de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica em todo o território nacional;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) — pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem como objetivo o controle das funções de geração e transmissão no âmbito do SIN;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) — pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem como finalidade a viabilização da comercialização de energia elétrica no SIN. Administra os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação.

Dessa forma, a estrutura institucional atual do setor elétrico está demonstrada na Figura 3.2., com as respectivas hierarquias associadas.

Figura 3.2 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico



Fonte: elaboração própria

O Governo Federal, por meio do MME, passou a centralizar o planejamento e a fixação das políticas e a ANEEL manteve a função de implementar as diretrizes governamentais e fiscalizar os agentes. A CCEE ficou responsável pela administração do mercado e o ONS pelas atividades de coordenação e controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica do SIN. Tanto o ONS quanto o CCEE são instituições de direito privado e estão sujeitos à fiscalização da ANEEL. A EPE é responsável pelos estudos que subsidiam o planejamento do setor energético e a Eletrobras diminuiu seu papel no setor, porém continua como forte ator exercendo a função de holding das empresas Federais e Estaduais, administradora de fundos setoriais (ex. RGR e Contribuição de Desenvolvimento Energético – CDE), executora de programas setoriais, dentre os quais o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), bem como fica responsável pela comercialização da energia de Itaipu e das termoeletrônicas (MME, 2003).

Dentro do funcionamento do setor, a EPE veio cobrir uma lacuna institucional do planejamento, já que é uma empresa que possui em seu corpo técnico especialistas da área de energia. Segundo a lei de criação da EPE, Lei nº 10.487/2004, compete a EPE “desenvolver

estudos de viabilidade técnica – econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica, bem como efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados”. Além de planejar, a EPE é responsável pela qualificação dos projetos a serem leiloados, pela retomada dos estudos de inventário das bacias hidrográficas e por estudos macroeconômicos para elaboração de cenários, com objetivo de servir de referência para o planejamento.

Dessa forma, o Novo Modelo do SEB mudou a forma como as atribuições institucionais estavam definidas. A instituição responsável pela centralização de poderes é o MME, que possui embaixo de si uma estrutura de governança formada inúmeras instituições, como demonstrado, com atribuições distintas e bem definidas.

Com relação aos agentes privados, eles foram inseridos no modelo de duas formas, por meio das instituições participantes – CCEE e ONS – e como concessionários de empresas de geração, distribuição, transmissão ou comercialização. Essa atuação direta dos atores privados no setor ocorre, muitas vezes, em associações com empresas públicas para execução de projetos de investimento, tornando a estrutura institucional atual do SEB cada vez mais híbrida.

A instituição responsável pelo planejamento da operação do SEB é o ONS, criado em 1999. O ONS é formado por representantes dos agentes setoriais de cada um dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, bem como comercializadores e consumidores livres ligados diretamente à rede básica. Já a CCEE, criada em 2004 em substituição ao antigo MAE, é uma associação civil de direito privado composta por agentes de geração, distribuição e comercialização de energia. As atividades dessas duas instituições se dão sempre de acordo com as definições e sob fiscalização da ANEEL.

Como resultado do modelo, os quatro segmentos de mercado do setor elétrico (geração, transmissão, comercialização e distribuição) apresentam níveis distintos de regulação e de participação privada. O segmento de geração pode ser caracterizado como um segmento de competição controlada⁵², já que a entrada de novos agentes só é possível através de autorização ou concessão de serviço público, dada pelo governo. Com esse objetivo, são realizados leilões de projetos de usinas geradoras, onde se torna possível a associação de empresas públicas e privadas mediante consórcios implementarem os novos projetos. Já os

⁵² À exceção do setor de geração nuclear que é monopólio controlado pela Termonuclear, empresa 100% controlada pelo Estado, por meio da Eletrobras.

segmentos de transmissão e distribuição são caracterizados como monopólio natural e são regulados. A concorrência nesse caso ocorre antes, no evento de licitação da nova concessão. O ambiente de comercialização é competitivo, sendo que o comercializador atua na intermediação entre o agente gerador e os consumidores livres, nas compras realizadas no âmbito do ACL (AGUIAR FILHO e ALENCAR, 2008).

Dessa forma, o setor privado está presente em todos os quatro segmentos do setor elétrico. Já o Estado, além de também participar do processo como ator por meio da Eletrobras, também é o responsável por aprovar a relação de novos empreendimentos que farão parte dos processos de licitação para a contratação de geração e expansão da malha de transmissão.

Na medida em que esta dissertação tem como foco a análise do papel do Estado como centro estratégico no setor de geração hidrelétrica brasileiro, é essencial abordar o funcionamento desse setor dentro do Novo Modelo do SEB. Esse é o foco da próxima seção.

3.4 O setor de geração hidrelétrica no Modelo do SEB

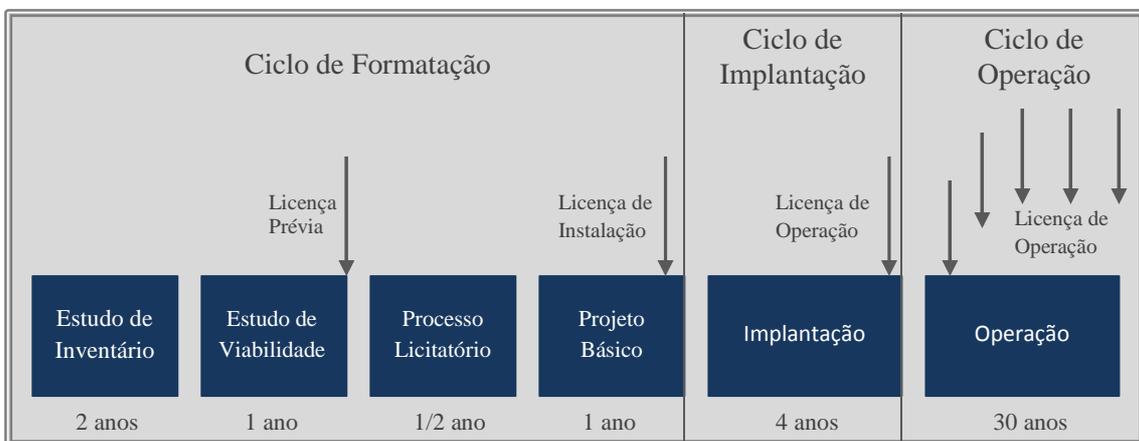
Como exposto no segundo capítulo, em arranjos institucionais híbridos, a introdução do setor privado para a implantação de ativos de infraestrutura pode ocorrer em três momentos: na definição do projeto, na construção e na operação. No caso brasileiro, após a introdução do novo marco regulatório, o setor público define o projeto (baseado em estudos que podem ser propostos, ou não, pelo setor privado) e o setor privado constrói e opera os ativos, podendo contar com parcerias de empresas públicas para tal. Assim, a competição ocorre no momento dos leilões realizados no ACR, onde são licitados novos empreendimentos. O preço de energia de repasse ao consumidor final passa, então, a ser resultado desses leilões.

É importante destacar neste ponto que a análise realizada na presente dissertação tem foco nos investimentos em UHEs (com mais de 30 MW de potência instalada) e não em outras formas de geração de energia hidrelétrica (PCHs ou CGHs). Isto porque essa forma de geração apresenta maiores especificidades, principalmente devido ao porte dos investimentos, e por isso demandam estruturas de governança específicas. Como o marco regulatório para a implantação desses três aproveitamentos é distinto no atual modelo do SEB, optou-se por analisar apenas as UHEs, devido a sua maior especificidade.

O processo de implantação de UHEs no Brasil possui ciclos bem definidos: ciclo de formatação, ciclo de implantação e ciclo operacional (EPE, 2006). Para que uma hidrelétrica seja licitada, são necessários estudos de inventário e de avaliação ambiental integrada de bacias hidrográficas, estudos de viabilidade técnico-econômica e de impacto ambiental de usinas, além do plano de expansão do sistema (usinas e interconexões) que minimiza a soma dos custos de investimento e operação (TOLMASQUIM, 2011).

Esse processo de implantação de empreendimentos hidrelétricos pode ser visualizado na Figura 3.3., que apresenta as principais fases constantes no processo e as respectivas licenças ambientais que devem ser obtidas ao final de cada processo. Assim, por exemplo, ao término do estudo de viabilidade é necessária a emissão da licença prévia para o prosseguimento do processo licitatório, assim como, após a implantação do empreendimento, é necessária a emissão da licença de operação para iniciar a fase de operação. É importante compreender esse processo pois ele será chave para a análise a ser realizada no quarto capítulo. O foco de análise será nos estudos de inventário e de viabilidade e no processo licitatório, constantes no ciclo de formatação.

Figura 3.3 – Ciclo de implantação de empreendimentos hidrelétricos



Fonte: adaptado de Zimmermam (p. 137) e EPE (2006)

Assim, de forma resumida, os estudos de aproveitamentos de potenciais hidrelétricos se iniciam com a estimativa do potencial hidrelétrico de uma determinada bacia hidrográfica, cujo objetivo é avaliar sua vocação para a geração de energia elétrica. A etapa posterior ao estudo de inventário é a realização do estudo de viabilidade técnica e econômica, onde a ANEEL concede registro aos interessados para autorizar o desenvolvimento desse estudo. Juntamente com esse estudo, deve ser obtida a licença ambiental prévia do empreendimento

(junto ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente –IBAMA ou às secretarias estaduais de meio ambiente), dependendo da posse do rio (federal ou estadual), a abrangência dos impactos e eventuais interferências sobre áreas e comunidades sob jurisdição da União.

Concluída esta etapa, o empreendimento está apto a ser licitado por meio de leilões de venda antecipada da energia a ser produzida. É do MME a competência para considerar o empreendimento apto a ser licitado e definir o tipo de leilão pelo qual será negociada a concessão e também vendida a energia. A partir daí, cabe à ANEEL propor a minuta de edital de licitação, de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo MME, como a definição do dia do leilão, as formas de contratação da energia a ser ofertada e a data de entrada em operação da usina.

Os leilões de energia elétrica foram estabelecidos pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30/08/2004, no âmbito das diretrizes para a comercialização de energia. No âmbito dessas diretrizes, previamente ao leilão, as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica no SIN devem definir sua demanda para o atendimento à totalidade de seus mercados, mediante a contratação regulada. Com o montante de energia necessária para atender a demanda, são promovidos pelo MME e coordenados pela Aneel diversos tipos de leilões, de modo que as concessionárias possam contratar com antecedência as fontes de geração que suprirão a demanda de energia elétrica (FIGUEIREDO, 2009).

O agente gerador pode comercializar sua energia em dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). No ACR estão inseridos os consumidores cativos, representados pelas distribuidoras de energia, e no ACL, estão os consumidores livres⁵³, baseado na concorrência e liberdade desses agentes. O ACL está baseado numa estrutura de mercado e os agentes podem celebrar livremente contratos bilaterais, com preços, quantidades e demais cláusulas, sem intervenção do regulador.

Os leilões organizados pelo MME podem ser separados por fontes de energia (por exemplo, só para eólicas ou para hidrelétricas) ou leilões abertos para todas as tecnologias de geração e, ademais, podem almejar a compra de energia, de capacidade de geração, ou ambas (descrição na Quadro 3.1). O principal critério para seleção de empreendimentos de geração

⁵³ Os consumidores livres são aqueles que têm carga de energia superior a 3MW (para qualquer classe de tensão acima de 69 Kv).

nos leilões é a menor preço de energia ofertado.

Uma das principais mudanças no modelo introduzido no setor elétrico foi a separação entre “energia nova”, mais cara, e “energia velha”, mais barata. O uso obrigatório de leilões separados para cada uma dessas categorias permitiu um maior controle dos preços da energia de forma a atenuar o seu crescimento. O preço teto dos leilões é estabelecido pelo MME, por meio da EPE. A energia velha corresponde àquelas usinas já em operação, cujos ativos já foram praticamente depreciados, e possuem prazo de entrega menor, geralmente 1 ano (A-1). Já a energia nova, foco do presente trabalho, corresponde à concessão de novas usinas onde já foram concluídos os estudos de viabilidade e que estão aptas a serem licitadas. Neste caso, o prazo de entrega geralmente é de três ou cinco anos (A-3 e A-5). Dentro dos leilões de energia nova também estão incluídos os leilões de projetos estruturantes, que possuem prazos de entrega da energia geralmente superiores à 5 anos, como é o caso das UHEs Santo Antônio, Jirau e Belo Monte.

Além desses leilões, há os leilões de ajuste e os leilões de reserva. Nos primeiros, as distribuidoras complementam o volume necessário ao atendimento do mercado (visto que as compras de longo prazo são realizadas com base em projeções), desde que ele não supere 1% do volume total. Nos leilões de reserva, o objeto de contratação é a produção de usinas que entrarão em operação apenas em caso de escassez da produção das usinas convencionais (basicamente hidrelétricas). A Quadro 3.1 ilustra os tipos de leilão de energia que compõem o SEB.

Quadro 3.1 – Descrição dos Tipos de Leilões

Tipo de Leilão	Objetivo	Tipos	Descrição
Energia Nova	Contratação de energia proveniente de novos empreendimentos, para atender a demanda do mercado regulado	A-5	Leilão de compra de energia realizados com 5 anos antes da data de início da entrega da energia elétrica
		A-3	Leilão de compra de energia realizados com 3 anos antes da data de início da entrega da energia elétrica
		Estruturantes	Leilão de projetos classificado como estratégicos, geralmente com prazo de entrega da energia superior à 5 anos
		Fontes Alternativas	Leilão de novos empreendimentos das fontes eólica, PCH (Pequena Central Hidrelétrica) e Biomassa
Energia Existente	Promover a recontração de energia proveniente de empreendimentos em operação comercial	A-1	Recontratação de energia para entrega no ano seguinte
		Ajuste	Objetivo de complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor dos agentes de distribuição, até o limite de 1% do mercado de cada distribuidora.
Energia de Reserva	Concessão de usinas de geração que entrarão em operação apenas em caso de escassez da produção		
Transmissão	Promover a expansão das redes de transmissão que compõem a Rede Básica do SIN		

Fonte: Elaboração própria com base em Instituto Acende Brasil (2012).

Os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos novos ou existentes deverão celebrar Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com o conjunto dos agentes de distribuição compradores, por meio de contratos com duração de 15 a 35 anos, dependendo do tipo de fonte supridora. Os contratos são registrados na CCEE. A vantagem do leilão com contratos de longo prazo é a de prover ao vendedor, vencedor da concessão para a construção da usina, a estabilidade no fluxo de caixa, o que facilita o acesso a financiamento com custo mais reduzido devido ao menor risco de demanda associado. Tal como destacado por Esposito (2011, p.255):

Em relação à mitigação dos riscos, a instituição do ACR como mercado relevante do SEB para a expansão do parque gerador equacionou três questões-chave: virtual eliminação dos riscos de mercado, ao garantir fluxo de caixa aos novos empreendimentos durante todo o período de concessão; minoração dos riscos de crédito (inadimplemento nos contratos de compra e venda de energia – CCVEs), ao obrigar todas as distribuidoras a adquirir energia de forma centralizada no pool, pulverizando a origem do fluxo de caixa dos empreendimentos; e adequação da licitação dos projetos às questões socioambientais, ao realizá-la após a concessão do licenciamento prévio.

Após o processo de licitação concluído o empreendedor celebra o Contrato de Concessão de Uso do Bem Público com a União, onde fica estabelecido que ele possui o direito de explorar aquele aproveitamento hidrelétrico pelo prazo estipulado no contrato.

Nesse contrato são estabelecidos direitos e obrigações do empreendedor, tais como: características técnicas do empreendimento, marcos civis e datas de entrada em operação, condições de operação da usina, penalidades, dentre outros (MME, 2010).

De posse do Contrato de Concessão é de responsabilidade do empreendedor a obtenção de tudo necessário para a construção com sucesso do empreendimento. No rol de necessidades para a implantação do projeto estão inseridas: a formulação dos projetos básico e executivo, que posteriormente serão protocolados na ANEEL para sua aprovação, a obtenção da licença de instalação, do financiamento de longo prazo e o desenvolvimento do contrato de construção e dos seguros mitigadores de risco. Todos esses fatores são necessários para que a construção da UHE seja bem sucedida, qualquer atraso na obtenção dessas “pré-condições” pode atrasar o desenvolvimento do projeto. Por exemplo, caso a empresa não consiga a emissão da licença de instalação do empreendimento não conseguirá cumprir o cronograma de obras levando a atrasos na entrada em operação do empreendimento.

Assim, no Novo Modelo do SEB a iniciativa privada e o Estado possuem papéis importantes, distintos e complementares. O Estado possui papel preponderante no desenvolvimento dos projetos hidrelétricos, principalmente no período de planejamento e definição do projeto. Após o projeto licitado, é o empreendedor, que pode ser privado ou público ou híbrido, que possui atribuições para que o projeto seja executado de forma satisfatória.

Dessa forma, é importante analisar de que forma o Estado pode atuar na coordenação dos agentes de forma promover o investimento em novos projetos. A análise da atuação do Estado brasileiro, como centro estratégico, na coordenação dos investimentos do setor privado no setor, tal como na abordagem proposta em Ménard (2011), será realizada no próximo capítulo da presente dissertação.

Conclusão

Em um sistema de geração hidrotérmico predominantemente hidrelétrico como o brasileiro, o planejamento da operação e da expansão apresenta muitas dificuldades. Devido a essas características principais, o SEB sempre contou com forte atuação estatal, em uma estrutura de governança hierárquica. A introdução de uma estrutura de governança de mercado acompanhou um conjunto de reformas estruturais que ocorreram na economia

brasileira a partir da década de 1990. No entanto, como exposto, essa estrutura de governança se demonstrou não ser a melhor adaptada ao SEB, tendo o Estado que retomar papel importante no setor após as reformas de 2004.

Dessa forma, a partir de 2004, o Estado passou a centralizar aspectos políticos e econômicos relevantes sobre a oferta e demanda de energia. O atual marco regulatório para o setor de geração hidrelétrica minimiza alguns dos principais riscos aos investimentos dos agentes privados. A realização dos leilões de geração, onde as usinas vendem sua energia para um pool de distribuidoras, por meio de contratos de venda de energia de longo prazo, aumentaram a competição e promoveram a modicidade tarifária, eliminando os riscos de demanda dos agentes.

Assim, a definição de instituições com atribuições e objetivos definidos parece ter facilitado os investimentos privados no setor, que vêm crescendo de maneira substancial, como será visto no quarto capítulo. “Superada a indefinição (por conta do dilema coordenação de mercado versus coordenação de governo), com a decisão política, após a crise do racionamento de 2001, de retomada do planejamento setorial por instituições de governo, empresas públicas e privadas puderam focar suas estratégias de investimentos na expansão do setor” (ESPOSITO, 2011, p.255).

O próximo capítulo tem, assim, o objetivo de analisar o processo de implantação de novos empreendimentos hidrelétricos, focando nas funções desempenhadas pelas instituições estatais na coordenação dos atores privados. O objetivo final é investigar se o Estado atua como centro estratégico na coordenação de novos investimentos em hidroeletricidade.

4. O PAPEL DO ESTADO NO PROCESSO DE IMPLANTAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS

Introdução

Os três primeiros capítulos desta dissertação tiveram o objetivo de (i) apresentar o referencial teórico fundamental da Economia dos Custos de Transação, no qual o presente estudo se baseia, com um papel destacado para o conceito de centro estratégico desenvolvido por Claude Ménard; (ii) descrever as principais características do setor de geração hidrelétrica e os possíveis custos de transação dos investimentos nesses ativos; e (iii) apresentar um histórico do SEB e das instituições que o compõem. Nesse sentido, este quarto capítulo tem o objetivo de compreender como o Estado brasileiro coordena os investimentos e o aporte financeiro dos atores privados no setor de geração hidrelétrica, e se essa atuação pode ser caracterizada como um centro estratégico.

Como exposto no segundo capítulo, os investimentos em ativos de geração hidrelétrica são caracterizados como específicos, devido a suas características principais e aos elevados custos de transação a que estão sujeitos, além de possuírem características de indústria de rede, que tornam a sua operação ainda mais complexa. Chang (1996) destacou que na ausência de mecanismos de coordenação das ações dos agentes os investimentos específicos podem não se realizar e Richardson (1998) ressaltou que a complementaridade existente na operação de ativos com essa natureza requer que a coordenação realizada possua direção. Essa direção, tal como explorado nesse capítulo, pode ser dada pelo Estado.

Em estruturas híbridas convivem agentes independentes, com incentivos e controles internos distintos e que possuem alguns ativos e objetivos compartilhados. No SEB, por exemplo, convivem empresas públicas e privadas, que competem entre si, mas que, em determinadas situações, necessitam se coordenar para que todos os investimentos necessários sejam realizados. Tal como exposto no primeiro capítulo, em casos como esse, é necessário um mecanismo de gestão centralizada na estrutura de governança, para assegurar a comunicação e coordenação das ações dos agentes do projeto. O conceito de centro estratégico, apresentado por Ménard (2011), define o agente responsável por essas ações.

Por essas razões, no caso de implantação de novos empreendimentos hidrelétricos é necessária a coordenação dos agentes em três níveis: investimentos, aporte financeiro e

operação e comercialização. A análise realizada no presente capítulo está concentrada nos dois primeiros níveis, coordenação dos investimentos e do aporte financeiro. A coordenação de investimentos se refere, basicamente, à fase de planejamento e de definição das características do projeto que será licitado à iniciativa privada e a coordenação do aporte financeiro está ligada ao equacionamento das fontes de recursos para o projeto, tendo em vista os elevados montantes de capital necessários aos investimentos. A coordenação da operação e da comercialização se refere às fases posteriores à licitação do projeto e não será objeto de análise do presente trabalho, tendo em vista a existência de vasta literatura relacionada a esse assunto.

Para desenvolver a análise do papel do Estado como centro estratégico, o capítulo está estruturado em duas partes principais, além da conclusão. Na primeira parte será analisado o papel do Estado como coordenador dos investimentos no setor, descrevendo o processo de planejamento, desde a definição do projeto até a realização do leilão. A segunda parte analisará a questão da coordenação do aporte financeiro, destacando o papel do Estado no financiamento de longo prazo aos projetos da iniciativa privada. Por fim, são tecidas algumas conclusões.

4.1 O Estado como centro estratégico na coordenação dos investimentos

O objetivo dessa seção do capítulo é abordar como o Estado brasileiro coordena os investimentos do setor privado em hidroeletricidade. Para tal, é necessário compreender quais os mecanismos utilizados pelo Estado para promover esses investimentos, com vistas a atingir o objetivo público, que é a expansão adequada da geração de energia.

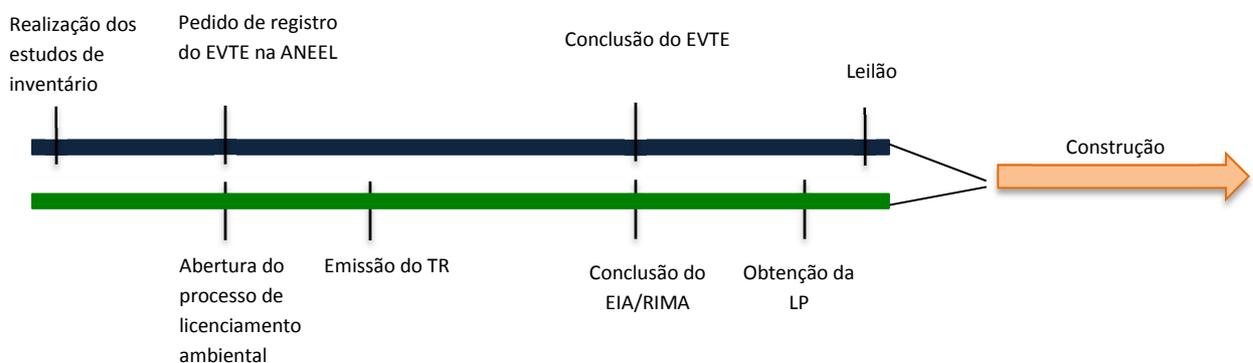
Como analisado no primeiro capítulo deste trabalho, em estruturas de governança híbridas a coordenação dos agentes não pode ser totalmente descentralizada, como no mercado, tendo em vista que existem ativos e recompensas compartilhados. A figura de um ente centralizador, atuando nos moldes de um centro estratégico, facilita a coordenação entre os agentes. Sendo o SEB uma estrutura híbrida, com a presença de atores privados e públicos, e, dada sua característica de indústria de rede, faz-se necessária a figura de um ente coordenador, que promova a cooperação entre os agentes para que os investimentos sejam realizados de maneira coordenada e satisfatória no tempo.

A coordenação dos investimentos privados já se inicia no período de planejamento da expansão da geração de energia, já que é o planejamento que apontará a direção dos investimentos a serem realizados no setor, bem como em que período de tempo eles devem ocorrer. Como visto no segundo capítulo, o Estado tem visão privilegiada para realizar o planejamento do setor, por possuir visão de longo prazo, além de não estar vinculado a interesses particulares, como é o caso do setor privado.

Esse planejamento é importante para o setor privado para ter visão de estratégia de médio e de longo prazo sobre a expansão e assim organizar a estratégia de investimento. Para a indústria de equipamentos e seu parque de produção para atender a demanda e para o governo saber o nível de segurança (TOMASQUIM, 2014).

A coordenação de investimentos para a implantação de novos aproveitamentos hidrelétricos ocorre principalmente no tempo, ao garantir que todas as etapas e todos os investimentos da cadeia sejam realizados, desde o início do processo de estudos para a definição dos projetos até a fase de licitação. Assim, dentro do SEB, uma série de ações encadeadas deve ser coordenada com vistas a promover os investimentos em novos empreendimentos hidrelétricos. A Figura 4.1 mapeia as etapas que fazem parte do processo de planejamento da expansão de empreendimentos hidrelétricos no SEB. Essas etapas englobam inúmeros processos, alguns internos ao Estado, e outros com articulação com diversos agentes privados e públicos.

Figura 4.1 – Etapas principais do desenvolvimento de projeto de uma UHE



Fonte: Adaptado de EPE (2012, p.7).

Legenda: EVTE: Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica. TR: Termo de Referência. EIA/RIMA: Estudos dos Impactos Ambientais/Relatório de Impacto Ambiental. LP: Licença Prévia.

O objetivo dessa subseção é, portanto, abordar como o Estado coordena os atores privados, nessas etapas acima mencionadas que se iniciam com os estudos de inventário do aproveitamento hidrelétrico e terminam com a realização do leilão. As variáveis/relações que serão analisadas nessa seção são: o processo de inventário dos rios e de execução dos Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE), definição do preço teto do leilão, licenciamento ambiental prévio, definição da data de entrada em operação da UHE e do sistema de conexão de transmissão associado. Na maioria das situações aplicáveis ao SEB, os agentes a serem coordenados pelo centro estratégico são empresas (privadas e/ou públicas), mas podem ser outras esferas de governo, como na questão do licenciamento ambiental prévio. Isto representa um dado novo e importante, em relação à formulação original do conceito de centro estratégico: ele pode coordenar não apenas agentes privados, mas também outros agentes do Estado. O resultado dessa fase é a definição do projeto, com todas as suas principais características técnicas e econômicas, que servirá de base para o processo de leilão de venda de energia realizado pela ANEEL.

Nesse sentido, na análise dos mecanismos empregados pelo Estado para coordenar os agentes, serão consideradas algumas questões, que foram abordadas por Fiani (2013): (i) os incentivos empregados atuam na intensidade necessária para promover a cooperação coordenada entre os agentes no arranjo?; (ii) os controles à disposição do centro estratégico são suficientes?; (iii) a estrutura de monitoramento e fiscalização do centro estratégico é adequada para a eficiência dos controles e dos incentivos?; e (iv) Os incentivos e controles adotados são consistentes entre si?

Para análise da coordenação dos investimentos, serão analisadas as ações de dois agentes institucionais do setor: a ANEEL e a EPE, que são hierarquicamente ligadas ao MME. A primeira como órgão regulador, especialmente no atual regime tarifário, e a segunda na formulação de estratégias de médio e longo prazo para a evolução do setor elétrico brasileiro.

Ademais, é importante salientar que as relações analisadas são dependentes do arranjo institucional do setor, descrito no terceiro capítulo. Esse arranjo é importante porque ele promove os investimentos, como destacado pelo IPEA (2012, p. 96):

[...] o arcabouço institucional que regulamenta a atividade econômica no setor deve ser suficientemente claro e efetivo para prover uma sinalização consistente aos agentes privados no sentido de orientar suas decisões de

investimento, ao mesmo tempo que deve conservar algum grau de flexibilidade e capacidade deliberativa para responder a crises e eventos inesperados, bem como a novas oportunidades de evolução do sistema elétrico oriundas do próprio progresso tecnológico nesta área.

Assim, essa seção está dividida em quatro subseções principais: (i) inventário dos rios, Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica e cálculo do preço teto do leilão, (ii) licenciamento ambiental prévio, (iii) conexão ao Sistema Interligado Nacional – SIN, e (iv) licitação. O objetivo final é avaliar se o Estado atua como centro estratégico na coordenação dos investimentos privados no setor de geração hidrelétrica. Essa atuação, como será visto a seguir, pode ser caracterizada como um centro estratégico para algumas relações. No entanto, ainda são necessários alguns ajustes no modelo, do ponto de vista do conceito de centro estratégico.

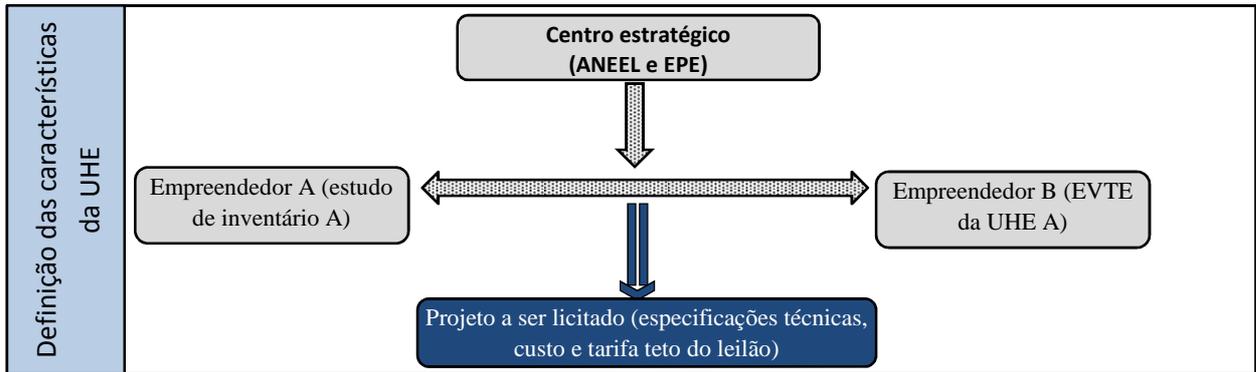
4.1.1 Inventário dos rios, Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica e cálculo do preço teto do leilão

A primeira fase do processo de implantação de novos projetos de hidroeletricidade é a de definição das características técnicas do empreendimento que será licitado. Essa fase é caracterizada por um constante relacionamento entre as instituições do Estado (EPE e ANEL) e os agentes do setor, já que são necessárias algumas fases, dependentes entre si temporalmente, que podem ser realizadas tanto pelos empreendedores⁵⁴ como pelo Estado.

O processo se inicia com o estudo de inventário das bacias e termina com a definição das características do projeto e do preço teto do leilão. Dessa forma, a análise do papel do Estado como centro estratégico na definição das características da UHE será baseada na Figura 4.2, que ressalta o papel da ANEEL e da EPE na coordenação do estudo de inventário e do EVTE.

⁵⁴ Será utilizada a palavra empreendedores para designar as empresas que estudam os projetos anteriormente ao processo de licitação. Esses empreendedores podem ser empresas privadas ou públicas. Após a licitação realizada, o presente trabalho utilizará a definição de concessionário.

Figura 4.2 – Centro estratégico na definição das características da UHE



Fonte: elaboração própria.

Importante ressaltar que os estudos de inventário e o EVTE podem ser realizados por empresas públicas e/ou privadas, e que uma mesma empresa pode realizar os dois estudos, caso a ANEEL assim autorize. O papel do centro estratégico é, portanto, mediar a relação entre a empresa que realizou os estudos de inventário e a empresa que realizará o EVTE. O produto dessa primeira fase do planejamento é o projeto com suas características técnicas e econômicas.

Assim, a primeira relação a ser coordenada é o processo de estudos de inventário, que tem o objetivo de definir as alternativas locacionais para a implantação de aproveitamentos hidrelétricos. Nessa fase, os empreendedores interessados em realizar o estudo, que podem ser privados, públicos ou um consórcio de empresas, solicitam à ANEEL a autorização para tal. Os estudos são orientados pelo Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas da ANEEL, que estabelece um conjunto de critérios, procedimentos e instruções para a realização dos estudos. Desse estudo resultam: a divisão de queda da bacia, o conjunto de aproveitamentos hidrelétricos e sua energia firme, suas principais características (reservatório de regularização, queda bruta, capacidade instalada), estimativas de custos, índices custo-benefício, índices ambientais e a indicação de priorização para a implantação (ZIMMERMANN, 2007).

A ANEEL, então, por meio de Resolução autoriza tais estudos. Isso é importante para que empresas não realizem gastos em estudos que já foram realizados. Assim, os estudos de inventário hidrelétrico costumam ser desenvolvidos por firmas especializadas ou pela EPE diretamente, mas a condução e a coordenação dos mesmos deve ser tal que esteja em consonância com o planejamento energético realizado pelo MME.

Após o término dos estudos de inventário, as empresas protocolam na ANEEL esses estudos, que ficam disponíveis para os agentes interessados em realizar o EVTE, próxima fase do processo. Os procedimentos gerais para registro e aprovação de EVTEs são regulamentados pela Resolução ANEEL no 395/1998, competindo à Superintendência de Gestão e Estudos Hidroenergéticos (SGH) aprovar os estudos e projetos, bem como determinar o aproveitamento ótimo e as atividades de hidrologia relativas aos aproveitamentos de energia hidrelétrica (CORRÊA, 2011). Assim, a função da ANEEL é proceder à fiscalização da elaboração dos estudos de inventário e sua viabilidade.

Na etapa de realização do EVTE, o empreendedor despende tempo e recursos estudando e analisando profundamente projetos de engenharia, soluções técnicas, questões socioambientais e até mesmo arranjos financeiros que possam tornar o empreendimento viável técnica, econômica e ambientalmente (FIGUEIREDO, 2009). Concomitantemente à elaboração do EVTE, devem ser elaborados os Estudos dos Impactos Ambientais – EIA do empreendimento, os quais devem ser resumidos em um Relatório de Impacto Ambiental RIMA, para apresentação e consultas públicas, para posterior emissão da Licença Prévia (LP) do empreendimento. Também é necessária a Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH), obtida junto aos órgãos gestores de recursos hídricos (ANA ou instituições estaduais).

Após o término do EVTE, os empreendedores protocolam na ANEEL os estudos que ficam disponíveis para consulta a outros interessados e também protocolam nos órgãos ambientais competentes o pedido de emissão da LP. Os valores despendidos na elaboração dos estudos serão posteriormente ressarcidos pelo vencedor da licitação, cujos valores também são ratificados pela ANEEL, que exerce assim um controle sobre essa relação. No Contrato de Concessão são estabelecidos os valores a serem pagos a cada empresa participante do processo de estudos, tanto do estudo de inventário como do EVTE. Caso o EVTE tenha sido realizado pela EPE diretamente, também ocorre o ressarcimento de valores. A alocação das recompensas, uma das atribuições de um centro estratégico, ocorre nesse momento. Note-se aqui, portanto, uma etapa de coordenação dos investimentos dos concessionários, que envolve a fase inicial de investimento em estudos prévios.

De posse do EVTE realizado pelos empreendedores, a EPE tem a prerrogativa de realizar otimizações naqueles estudos propondo novas alternativas de caráter técnico e/ou de custos, com o objetivo de se definir o preço de referência do leilão, a ser ratificado pelo

MME. Essa prerrogativa é imprescindível para o interesse público como mecanismo de mitigação da assimetria de informações, como concluído por Corrêa (2011, p.18):

O exercício dessa prerrogativa da EPE é de extrema importância para o sucesso do modelo atual basicamente por dois motivos: em primeiro lugar, o histórico dos leilões vem mostrar que não há uma concorrência ampla em decorrência do número limitado de interessados, situação esta que reduz a possibilidade de competição por lances nos leilões. Em segundo lugar destaca-se o efeito mitigador da assimetria de informações, que surge a partir do momento em que se permite que o empreendedor participe também da licitação, pois, como será debatido à frente, este possui fortes incentivos em restringir o acesso dos demais interessados a todos os estudos e informações levantadas sobre o empreendimento.

De fato, o empreendedor que realiza os estudos possui vantagem comparativa, na forma de informação assimétrica, com relações aos demais agentes, já que ele depreendeu tempo considerável na realização desses estudos. Ademais, mesmo que os estudos sejam baseados em critérios técnicos estabelecidos pela ANEEL, o empreendedor, caso tenha a intenção de no futuro participar do leilão, tem o incentivo de não disponibilizar todas as informações de que dispõe, de forma a lhe assegurar uma vantagem que pode ser utilizada na formação de sua proposta de preço do leilão. Figueiredo (2009) concluiu que a possibilidade de que as empresas que desenvolvem os estudos possam participar também dos leilões, pode atuar como uma barreira à entrada de outros competidores.

Importante ressaltar que mecanismos de controle a disposição do centro estratégico, como esses utilizados pela EPE, são necessários para evitar comportamentos oportunistas dos agentes constantes na estrutura híbrida. Tal problemática ficou bem caracterizada nos estudos da UHE Santo Antônio, no rio Madeira, Estado de Rondônia. Inicialmente o EVTE realizado pelos empreendedores (Furnas e Odebrecht) apontava para um valor de investimento total da ordem de R\$ 13 bilhões (data base de 2005) e, após otimizações promovidas pela EPE, esse valor foi reposicionado para R\$ 9,5 bilhões (data base de 2005). Como será debatido a frente, essa mudança alterou consideravelmente o valor (R\$/MWh) do preço teto do leilão.

A EPE também pode realizar diretamente o EVTE, tal como nos projetos das UHE Teles Pires (1.820MW), UHE São Manuel (700MW) e UHE Sinop (400MW), localizadas no rio Teles Pires em Mato Grosso. Nesse caso ela foi responsável por todo o processo de definição de características técnicas e de custo.

O EVTE apontará o custo de implantação do empreendimento que servirá como base para o cálculo do preço teto do leilão de energia⁵⁵. Na definição desse preço teto a EPE considera parâmetros de cálculo como: dados de potência e energia, receitas, despesas operacionais, parâmetros financeiros (vida útil do projeto, custo de capital, etc.), financiamento, tributos e encargos (FIGUEIREDO, 2009). De posse desses parâmetros é projetado o fluxo de caixa do empreendimento que, descontado pela Taxa Interna de Retorno média do setor de geração de energia, obterá o preço de equilíbrio (preço teto), respeitando o retorno dos investidores e a modicidade tarifária. Tal como será analisado na próxima seção do capítulo, nesse processo de cálculo do valor do preço teto é importante a participação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, por vezes divulgando condições de financiamento específicas, previamente ao leilão, sinalizando o custo do financiamento e minimizando os riscos de obtenção de crédito.

A definição do preço teto de energia é chave no processo já que existe um *trade-off* entre estipular um preço alto para aumentar a competitividade do leilão e, portanto, aumentar a possibilidade de um deságio maior, o que é benéfico para a sociedade como um todo, e o risco de estabelecer um preço de energia mais baixo do que os empreendedores estão dispostos a concorrer. Nesse ponto é essencial que os incentivos dados pelo centro estratégico, tal como apontado por Fiani (2013), sejam tais que promovam a competição entre as empresas e ao mesmo tempo não prejudique a modicidade tarifária.

Kelman (2009) cita o exemplo do leilão de energia da UHE Santo Antônio, no rio Madeira, no qual o MME aprovou as diretrizes e sistemática do leilão baseado em um preço de R\$ 112,00/MWh. Após a definição desse preço, inúmeros embates foram travados entre o Tribunal de Contas da União – TCU, que acreditava que o preço estava elevado e o consórcio⁵⁶ de empresas que argumentava que o preço estava muito baixo, e queria elevá-lo à R\$ 130,00/MWh. Uma das razões para essa postura do consórcio é que ele acreditava que participaria sozinho do leilão e quanto maior o preço maior a rentabilidade para o acionista⁵⁷.

⁵⁵ É importante destacar, também, que, paralelamente a essa cadeia de funções diretas relacionadas à licitação de concessões para exploração de potenciais hidrelétricos, existe o controle externo exercido pelo TCU. O TCU realiza desde o exame das premissas do EVTE até as exigências legais relativas ao edital e aos contratos de concessão, além do valor do preço teto da licitação.

⁵⁶ Formado pelas empresas Furnas e Construtora Norberto Odebrecht.

⁵⁷ No caso dos leilões das usinas no rio Madeira é importante destacar que foram encontradas evidências da existência de acordos de exclusividade entre a Construtora Norberto Odebrecht e fornecedores de turbinas e geradores, que poderiam lesar a concorrência nos leilões de concessão. Nesse caso, a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça (SDE/MJ) instaurou processo administrativo para investigar a conduta e adotou medida preventiva (espécie de medida liminar em sede administrativa) diante da impossibilidade de

“Mas se o preço de partida já começa em R\$ 100/MWh, essas mesmas pessoas, [...] provavelmente optariam por não participar, deixando-a para apenas um competidor, o qual, obviamente faria sua oferta igual ao preço teto. Ou pior ainda, deixando a arena para nenhum competidor o que resultaria em um leilão vazio” (KELMAN, 2009, p.231). O resultado do leilão demonstrou que, nesse caso, a ANEEL estabeleceu um preço dentro da razoabilidade, três consórcios participaram do leilão e o consórcio vencedor, o mesmo que solicitou o aumento do preço para R\$ 130,00/MWh, ofertou um preço de R\$ 78,87/MWh (deságio de 35% em relação ao preço original).

Esse episódio evidencia os efeitos da assimetria de informações como mecanismo de barreira a entrada de outros competidores, tal como apontado por Figueiredo (2009). A participação da EPE alterando o valor do custo de implantação do empreendimento, nivelando os dados relativos ao empreendimento em licitação e, juntamente com a ANEEL, na definição do preço adequado beneficiou o processo, aumentando a competição e proporcionando uma melhor modicidade tarifária. A alocação das recompensas entre os agentes do arranjo híbrido, nesse caso, foi afetada diretamente pelo controle realizado pela ANEEL e pela EPE.

Rego (2012) apresenta os resultados de cada leilão ocorrido no período de 2005 a 2011 e cita que nesses leilões quatorze empreendimentos hidrelétricos não foram comercializados. Ele atribui essa frustração ao baixo preço teto dos leilões. No entanto, apesar dos tetos de preço baixos em alguns leilões realizados até agora, a maioria dos LEN e dos leilões de projetos estruturantes (LPE) apresentaram competição com a participação de mais de um consórcio no leilão, com deságios significativos, tal como é possível ver na Tabela 4.1.

acesso, pelos consórcios concorrentes, aos fornecedores de turbinas e geradores com fábrica no Brasil. Essa medida tinha como objetivo garantir a concorrência nos leilões, afastando parcialmente a validade das mencionadas cláusulas de exclusividade (MJ, 2008).

Tabela 4.1 – Deságios finais nos LEN de hidrelétricas (desde 2007)

Leilão	UHE	Preço Teto	Preço ofertado	Deságio
1º LPE 2007	Santo Antônio	122,00	78,87	-35,35%
5º LEN 2007	Foz Chapecó	126,00	125,49	-0,40%
5º LEN 2007	São Domingos	126,00	126	0,00%
5º LEN 2007	Serra do Facão	126,00	115	-8,73%
2º LPE 2008	Jirau	85,02	71,37	-16,06%
7º LEN 2008	Baixo Iguaçu	123,00	98,98	-19,53%
3º LPE 2010	Belo Monte	83,00	77,97	-6,06%
10º LEN 2010	Colíder	116,00	103,4	-10,86%
10º LEN 2010	Ferreira Gomes	83,00	69,78	-15,93%
10º LEN 2010	Garibaldi	133,00	107,98	-18,81%
11º LEN 2010	Santo Antônio do Jari	104,00	104,0	0,00%
11º LEN 2010	Teles Pires	87,00	58,35	-32,93%
12º LEN 2011	Cachoeira do Caldeirão	101,00	95,31	-5,63%
13º LEN 2011	São Roque	123,00	91,2	-25,85%
16º LEN 2013	Sinop	118,00	109,4	-7,29%
18º LEN 2013	São Manoel	107,00	83,49	-21,97%

Fontes: ANEEL, CCEE

No entanto, alguns autores, como Bajay (2010), questionam se esses deságios nos preços dos leilões no mercado regulado só foram alcançados por causa de outras variáveis. Nos leilões das usinas hidrelétricas Santo Antônio e Jirau, ambos no rio Madeira, por exemplo: (i) duas geradoras estatais foram sócias das duas maiores empreiteiras privadas do País, que estavam competindo ferozmente pela construção destas usinas, e (ii) o governo reservou 70% da produção destas usinas para o mercado regulado, com os restantes 30% sendo vendidos no mercado livre por preços situados na faixa de R\$ 130-140/MWh (BAJAY, 2010). Com relação aos baixos preços nos leilões, Velloso, Freitas e Abbud (2014, p. 135) destacam:

[...] preços-teto inadequados, sobretudo nos leilões de energia hidroelétrica, inibem novos investimentos e acabam por aumentar os preços médios ao consumidor, uma vez que centrais geradoras térmicas, com custos variáveis elevados serão despachadas com maior frequência.

Outro fator que influencia nos altos deságios ocorridos é participação da Eletrobras nos consórcios, geralmente com 49% de participação (vide dados do Apêndice A⁵⁸). Essa participação é motivo de preocupação entre os investidores, tal como destacado no estudo

⁵⁸ No Apêndice A são apresentados os novos empreendimentos (implantações e ampliações) decorrentes de leilões de geração (2005 a 2013). Não foram incluídas no Apêndice as usinas “botox”, ou seja, aquelas licitadas no modelo anterior pelo critério de maior pagamento de Uso do Bem Público e sem qualquer licenciamento ambiental.

realizado por Maurer e Barroso (2011, p.36) que tratou de maneira positiva os resultados dos leilões, mas que apresentou algumas preocupações com o modelo adotado.

The competition between private and public participants has also been hotly debated. The behavior of state-owned companies with respect to economic rationale has been a source of concern ever since the auctions were designed in Brazil, and it remains a general concern worldwide. Investors worry about the low rates of return (hurdle rates) that are ultimately expected by the public sector. This concern is further aggravated by the fact that in some cases the auctioneer is both the buyer of energy and owner of these companies, which creates an obvious conflict of interest.⁵⁹

Em contrapartida, Bajay (2010, p.6) destaca que a participação de empresas públicas nos leilões pode ser benéfica para o modelo, no entanto, o Estado deve definir de maneira clara os papéis a serem desempenhados pelas empresas estatais no SEB.

[...] elas podem competir com empresas privadas e, eventualmente, com outras empresas estatais. Neste último caso, dependendo de sua importância relativa em oligopólios e desde que não usufruam de vantagens indevidas, o governo pode empregá-las como formadoras de preço, prevenindo abusos de mercado por parte de competidores privados. Isto de fato aconteceu nos leilões das duas usinas hidrelétricas do rio Madeira, em dezembro de 2007 e maio de 2008, e no leilão da usina Belo Monte, em maio de 2010, graças à participação de concessionárias geradoras estatais como sócias dos principais competidores privados nestes leilões.

O fato é que, independente dos fatores que levaram a deságios elevados no mercado regulado, tal como visto nos dados da Tabela 4.1, os dados apresentados indicam que os leilões realizados promoveram a modicidade tarifária, o que é benéfico para a sociedade.

Em resumo, no capítulo 2 foi destacado que um dos riscos enfrentados pelos agentes no desenvolvimento de projetos hidrelétricos era o risco de definição do projeto, já que os gastos iniciais com estudos (*custos front-end*) são extremamente elevados no caso da hidroeletricidade. De uma forma geral, essa estrutura de ressarcimento de estudos, presente no modelo brasileiro, mitiga esse risco e facilita o desenvolvimento dos projetos, ao mesmo tempo que coordena os investimento nesta etapa. E, ainda, a análise do EVTE, realizada pela

⁵⁹ A competição entre os participantes privados e públicos também tem sido muito debatida. O comportamento das empresas estatais em relação à racionalidade econômica tem sido uma fonte de preocupação desde que os leilões foram projetados no Brasil, e continua a ser uma preocupação geral em todo o mundo. Os investidores se preocupam com as baixas taxas de retorno (taxa de obstáculo) que são, em última análise, esperados pelo setor público. Essa preocupação é ainda agravada pelo fato de que, em alguns casos, o leiloeiro é o comprador de energia e proprietário dessas empresas, o que cria um óbvio conflito de interesses. (Maurer e Barroso, 2011, p.36)

EPE, funciona como um mecanismo de controle, fortalecendo o processo e garantindo que os projetos desenvolvidos estejam de acordo com os interesses do Estado.

Ademais, os projetos só são licitados no momento apontado pelo planejamento realizado pela EPE e após a análise realizada pelo TCU. O que vem ocorrendo com frequência é que a EPE não está conseguindo o licenciamento ambiental dos projetos a tempo de incluí-los nos leilões de energia nova realizados, dessa forma, é cada vez mais frequente a substituição de energia hidrelétrica por energia térmica, com licenciamento ambiental mais rápido. A questão do licenciamento ambiental é objeto da próxima subseção.

4.1.2 Licenciamento ambiental prévio

O licenciamento ambiental é entendido como um instrumento de gestão do Estado, instituído pela Política Nacional de Meio Ambiente, que objetiva regular as atividades e empreendimentos que utilizam os recursos naturais e podem causar degradação ambiental no local onde se encontram instalados (Cartilha de Licenciamento Ambiental). Para a implantação de hidrelétricas são necessárias três licenças principais: Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO). Para alguns projetos são necessárias outras licenças intermediárias como licença de instalação de canteiro e licença de operação parcial.

A análise realizada na presente subseção tem o objetivo de abordar o processo de licenciamento prévio como influenciador da etapa de investimento. Isso porque, após a realização da concessão, é o concessionário vencedor que fica responsável pela elaboração e execução dos programas ambientais com vistas à emissão da LI e da LO. A relação nesse caso é direta entre o concessionário e o órgão ambiental, sem a presença de uma instituição coordenadora.

No escopo da Figura 4.1 apresentada anteriormente, o processo de obtenção da LP se inicia juntamente com a elaboração do EVTE. A empresa responsável pelos estudos (que pode ser a própria EPE diretamente) apresenta o aproveitamento hidrelétrico ao órgão licenciador, IBAMA ou secretarias estaduais de meio ambiente, que define os documentos e estudos ambientais necessários ao início do processo de licenciamento ambiental. Outros agentes podem ser envolvidos nessa fase, a Fundação Nacional do Índio – FUNAI, o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional – IPHAN e o Instituto Chico Mendes de

Conservação da Biodiversidade - ICMBio, por exemplo. Essa descentralização de atribuições nos diversos órgãos que tratam do licenciamento ambiental no Brasil dificulta o processo e a coordenação dos agentes, como será exposto a seguir.

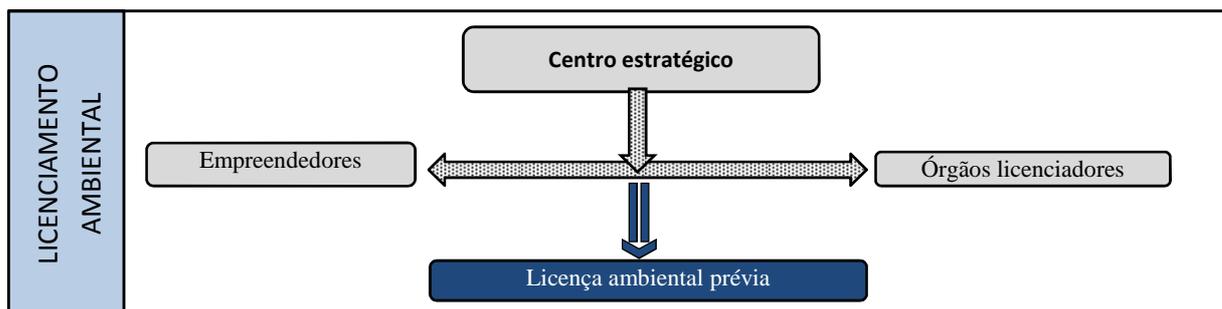
As diretrizes impostas pelo órgão ambiental são consubstanciadas em um Termo de Referência⁶⁰. A partir daí é elaborado o EIA/RIMA que, posteriormente, será encaminhado ao órgão ambiental para a emissão da LP do empreendimento. Se necessário, nessa fase são realizadas audiências públicas nos municípios sob área de influência do empreendimento, com vistas a analisar as manifestações da população afetada.

A LP é um documento fundamental porque, sem ela, nenhum empreendimento hidrelétrico pode ir a leilão. Ela estabelece condicionantes ambientais a serem consideradas no desenvolvimento, pelo concessionário, dos projetos básico e executivo, que serão contemplados na fase de licenciamento para a instalação do empreendimento. Uma das atribuições da EPE, de acordo com a Lei nº 10.847 que a instituiu, é a obtenção da LP e da declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações. “Dar esta responsabilidade para a EPE foi um grande passo adiante, na medida em que isto força duas instituições ligadas ao governo, mas em lados opostos no que se refere às questões ambientais, a negociar” (BAJAY, 2010, p.6). No entanto, negociação não está ocorrendo a contento, como será explicitado a seguir.

Assim, durante a fase de planejamento, uma das relações que o Estado deve coordenar é a obtenção das licenças ambientais prévias dos projetos de novas usinas hidrelétricas encaminhadas para os LEN. Nessa fase, o centro estratégico tem o objetivo de coordenar as atuações dos órgãos públicos necessárias à obtenção da LP, ou seja, intermediar a relação entre os empreendedores e o órgão ambiental competente pela emissão da licença. A Figura 4.3 explicita como atuaria o centro estratégico na questão do licenciamento ambiental prévio. Vale destacar dois aspectos: tratar-se-ia de um ente público coordenando outros entes públicos que atuam na implementação da política, e o ente público coordenador deveria possuir uma visão de longo prazo das necessidades de investimento no setor.

⁶⁰ “Termo de Referência (TR) é um roteiro com a delimitação dos recortes temáticos a serem contemplados nos estudos e avaliações de impactos de um projeto em particular e sua exigência é comum em grandes projetos licenciados pelo IBAMA” (FACURI, 2004, p. 36).

Figura 4.3 – Centro estratégico no licenciamento ambiental prévio



Fonte: elaboração própria.

No entanto, para relação mapeada acima não existe um órgão no Estado brasileiro que exerça a figura de centro estratégico na coordenação dos agentes (órgãos licenciadores, empreendedores e, por vezes, atores da sociedade civil). O ente público que mais se aproxima desse papel é a EPE, mas sem possuir os mecanismos de controle e *enforcement* necessários a um centro estratégico. Essa ausência de coordenação, conforme será visto, ocasiona atrasos nos prazos para a emissão das licenças ambientais e, também, conflitos com relação à qualidade dos estudos ambientais realizados.

As críticas de atores da sociedade civil surgem do possível conflito de interesses que pode surgir no processo do licenciamento, já que o EIA/RIMA é elaborado pela empresa interessada no aproveitamento hidrelétrico. Almeida (2007, p.81), por exemplo, tece críticas a esse processo abordando a questão indígena no licenciamento da UHE Estreito, no Estado do Maranhão. Um dos pontos destacados é a relação dependente entre o contratante e o contratado dos estudos ambientais:

Outro elemento que coloca o Consórcio em uma posição privilegiada no processo de licenciamento é justamente o fato de ser o responsável pela realização dos estudos de impacto ambiental. Ou seja, o Consórcio contrata e remunera os serviços realizados pelos técnicos durante os estudos de impacto ambiental. A relação entre a equipe contratada e o seu contratante é portanto delicada, pois seria difícil que a equipe viesse a identificar a inviabilidade de um empreendimento de interesse direto de seu contratante.

Uma solução apontada por Almeida (2007) para um melhor processo de licenciamento ambiental seria “a participação não só de populações indígenas como de outros grupos sociais que serão atingidos pelos impactos do empreendimento desde o início de seu planejamento”. Essa participação popular só seria possível se o Estado, desde o início do processo, organizasse o processo e articulasse a relação de todos os órgãos que tratam das questões

ambientais. Ou seja, se existisse a figura de um centro estratégico, presente na articulação dos agentes descentralizados, algumas questões vinculadas ao licenciamento poderiam ter um melhor tratamento.

Outro ponto relevante relacionado aos impactos da hidroeletricidade e o papel do Estado é o caso de empreendimentos em uma mesma bacia. Como possui posição privilegiada, o Estado, na seleção do aproveitamento hidrelétrico, deve contemplar a interface entre o projeto de um aproveitamento específico e o planejamento da bacia hidrográfica como um todo, e selecionar as hidrelétricas que serão implantadas em determinado rio, na busca da maximização da energia gerada e da minimização dos impactos ambientais. A abrangência espacial dos estudos assume proporções de região e, sendo o sistema elétrico nacional interligado, há interface com o planejamento setorial como um todo, de curto/médio e longo prazo (FACURI, 2004).

No caso da UHE Belo Monte, por exemplo, os estudos de inventário e da realização da usina se iniciaram na década de 1980. Após inúmeras mudanças no projeto original, em julho de 2008 a ANEEL aprovou os Estudos de Atualização do Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Xingu. Nesses estudos foi apontado que o AHE Belo Monte seria o único aproveitamento a ser implementado na bacia do rio Xingu. Os estudos de inventário iniciais apontavam para a realização de seis aproveitamentos hidrelétricos no rio Xingu, com potencial instalado de 20.000 MW e 18.000 km² de área alagada (MACHADO et.at., 2009). Essa mudança ocorreu principalmente devido aos impactos socioambientais sobre a população local e indígena. Nesse caso, o Estado foi quem decidiu a estrutura que esperava, sinalizando aos empreendedores a direção do EVTE a ser realizado⁶¹.

Esse exemplo de maior controle do Estado, como no caso da UHE Belo Monte, também ocorre quando a EPE realiza o EVTE diretamente. Contudo, ao se analisar a Tabela 4.2, é possível perceber que, na maioria das situações, a obtenção da LP é realizada diretamente pelo empreendedor, mesmo que com participação cada vez mais frequente da EPE.

⁶¹ Em 1998, a Eletrobrás solicitou à ANEEL autorização para realizar, em conjunto com a Eletronorte, novos estudos de viabilidade da UHE Belo Monte. O então denominado Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte foi considerado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) como de interesse estratégico para o setor elétrico nacional, através de sua Resolução nº 2, de 17 de setembro de 2001, confirmada pela Resolução nº 6, de 3 de julho de 2008. Em 2005, o Decreto Legislativo nº 788/2005 do Congresso Nacional autorizou a implantação da UHE Belo Monte, tendo ocorrido a realização de estudos ambientais e antropológicos (MACHADO et.at., 2009).

Quadro 4.1 – Licenciamento ambiental prévio

Leilão	Data do Leilão	UHE	Emissão da LP	Órgão Licenciador	Empresa responsável pelo EIA/RIMA
2º LPE 2008	19/05/08	Jirau	02/05/07	IBAMA	Furnas Centrais Elétricas S.A.
7º LEN 2008	30/09/08	Baixo Iguaçu	25/07/08	IAP - PR	Engevix Engenharia S.A.
3º LPE 2010	20/04/10	Belo Monte	01/02/10	IBAMA	Eletrobras
10º LEN 2010	30/07/10	Colíder	01/12/09	SEMA - MT	Construtora Andrade Gutierrez
10º LEN 2010	30/07/10	Ferreira Gomes	09/04/10	SEMA - AP	Construtora Norberto Odebrecht
10º LEN 2010	30/07/10	Garibaldi	09/11/10	SEMA - SC	Rio Canoas Energia
11º LEN 2010	17/12/10	Santo Antônio do Jari	08/12/09	IBAMA	ECE Participações
11º LEN 2010	17/12/10	Teles Pires	13/12/10	IBAMA	Empresa de Pesquisa Energética - EPE
13º LEN 2011	20/12/11	São Roque	11/10/11	SEMA - SC	Desenvix S.A.
12º LEN 2012	17/08/11	Cachoeira do Caldeirão	23/04/12	SEMA - AP	Construtora Norberto Odebrecht
12º LEN 2012	17/08/11	Ampliação UHE Jirau	02/05/07	IBAMA	Furnas Centrais Elétricas
18º LEN 2013	12/12/13	São Manoel	29/11/13	IBAMA	Empresa de Pesquisa Energética - EPE
18º LEN 2013	12/12/13	Sinop	10/05/12	SEMA - MT	Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Fonte: Licenças Ambientais Prévias emitidas por: IBAMA e Secretarias Estaduais de Meio Ambiente (AP, MT, PR e SC).

Essa maior participação da EPE no processo tende a reduzir algumas das críticas ao processo de licenciamento de empreendimentos hidrelétrico sem, no entanto, solucionar a questão. A EPE está encontrando muitas dificuldades para obter estas licenças prévias em tempo hábil para novas usinas hidrelétricas, o que tem causado distorções entre os planos de expansão da hidroeletricidade realizados pela EPE e os projetos efetivamente leiloados. Essas dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental são agravadas pelo fato de a “maior parte do potencial hidrelétrico hoje remanescente estar localizado em áreas de condições socioambientais delicadas, por suas interferências sobre territórios indígenas, sobretudo na Amazônia” (ANA, 2005, p.1). Essa dificuldade na obtenção de licença para as hidrelétricas tem aumentado a participação de geração térmica nos leilões, que, apesar de mais poluente, tem licenciamento ambiental mais rápido. Outro impacto é a exclusão de hidrelétricas com reservatório, com licenciamento ainda mais oneroso, dos leilões, o que ocasiona um aumento no risco operacional, tal como abordado no segundo capítulo.

Por exemplo, na realização do leilão das usinas hidrelétricas do rio Teles Pires, a UHE São Manuel⁶² não pode ser licitada juntamente com as UHEs Colíder e Teles Pires, como era

⁶² A UHE São Manuel está projetada para gerar 700 MW e possui o custo estimado de R\$ 2,2 bilhões (ANEEL, 2014).

o planejamento inicial do MME. A EPE tentou viabilizar o licenciamento ambiental de São Manoel, mas devido a questões indígenas e à necessidade de interlocução mais acentuada com a FUNAI, o IBAMA e os próprios indígenas, a LP da UHE só pode ser emitida três anos após o prazo inicial imaginado pela EPE. A UHE São Manuel só foi licitada no 18º LEN, de 13/12/2013.

A própria EPE observa, em seu PDE – 2022, que a data de entrada em operação das UHEs tem sido afetada pelos prazos praticados no processo de licenciamento ambiental. Dentre os entraves principais mencionados pela EPE estão “a demora dos órgãos reguladores em manifestar-se, a morosidade do processo com solicitações cada vez mais frequentes de complementação de estudos, a tendência à judicialização do processo, haja vista o grande número de ações civis públicas” (MME e EPE, 2013, p.350). Ou seja, mesmo nos casos em que a EPE realiza o EVTE e se relaciona diretamente com os órgãos ambientais, as licenças prévias não estão sendo emitidas no prazo planejado. Nesses casos ela apenas absorve parte dos custos de transação que seria do setor privado.

Até agora tem havido pouca coordenação entre as políticas ambientais e de recursos hídricos, de um lado, e as políticas energéticas, do outro. Isto preocupa os agentes do setor elétrico, na medida em que os efeitos práticos desta falta de articulação governamental são dificuldades e elevados custos para se obter licenças ambientais para usinas hidrelétricas. Além disso, a centralização da formulação de políticas e do planejamento energético no governo federal contrasta com a descentralização existente nas áreas ambiental e de recursos hídricos, tornando acordos e ações conjuntas mais difíceis de ocorrerem. (BAJAY, 2010, p.5)

Não há, portanto, uma instituição do Estado que coordene os outros entes públicos responsáveis pelo licenciamento, principalmente devido à descentralização de funções existente nesses órgãos ambientais. Essa falta de articulação entre a política energética e a política ambiental prejudica o andamento dos projetos no setor e insere uma variável de incerteza no processo de investimento. “É imprescindível que haja sintonia na ação desses órgãos, o que deveria constituir uma das etapas prévias de qualquer projeto com impacto ambiental, sem deixar levar em conta a comunicação adequada com as populações afetadas” (ATRASSO, 2014).

Essa questão do licenciamento prévio também é estendida para o licenciamento ambiental de instalação do empreendimento, sendo esse de responsabilidade plena do concessionário vencedor do processo licitatório. De acordo com dados do Apêndice A, é

possível perceber que as LIs são, em média, emitidas 455 dias após a realização do leilão, com exemplos de atrasos de 4,5 anos, como na UHE Baixo Iguaçu. No caso da LI o caso é ainda mais grave, já que o atraso na emissão pode atrasar o início das obras com impactos no cronograma de geração de receitas, sendo o prejuízo absorvido pelo concessionário. Ou seja, além de atrasos na inclusão de projetos nos leilões de energia, os problemas no licenciamento têm levado à atrasos na entrada em operação dos projetos, prejudicando a operação do sistema e a oferta de energia.

Ademais, quando os projetos sofrem atrasos devido à problemas alheios a vontade do concessionário, como fatos resultantes de atos do poder público, casos fortuitos e de força maior, frequentemente os concessionários solicitam à ANEEL revisão nos prazos constantes no contrato de concessão⁶³. Nesse caso o sistema elétrico é prejudicado pois as geradoras não cumprem seus contratos e a ANEEL não pode exercer seus controles, como aplicar multas ou outras sanções, dado que o problema principal não partiu do concessionário.

A solução para a questão do licenciamento ambiental ultrapassa o escopo de análise do presente trabalho, porém, é preciso ter em mente que a solução também passa por um fortalecimento das instituições brasileiras que tratam das questões socioambientais e indígenas. Esse fortalecimento é necessário para que os impactos sejam valorados e minimizados corretamente durante a implantação do empreendimento. Além disso, no caso de hidrelétricas com impactos em comunidades indígenas, é necessária à participação da FUNAI, que também possui limitação em seu quadro de pessoal, o que dificulta a inserção de programas ambientais voltados para essa população o que acaba retardando o licenciamento ambiental.

De fato, dentre as etapas de expansão da hidroeletricidade a questão ambiental é a mais crítica. Atualmente ela é a principal causa de atrasos na entrada em operação dos empreendimentos, seja pela morosidade causada pelos órgãos ambientais ou por uma incapacidade dos concessionários e da própria licença ambiental em atender as demandas da população de maneira completa. Nessa etapa do processo não há centro estratégico na coordenação dos agentes, conforme pode ser averiguado, já que os agentes se coordenam de forma autônoma.

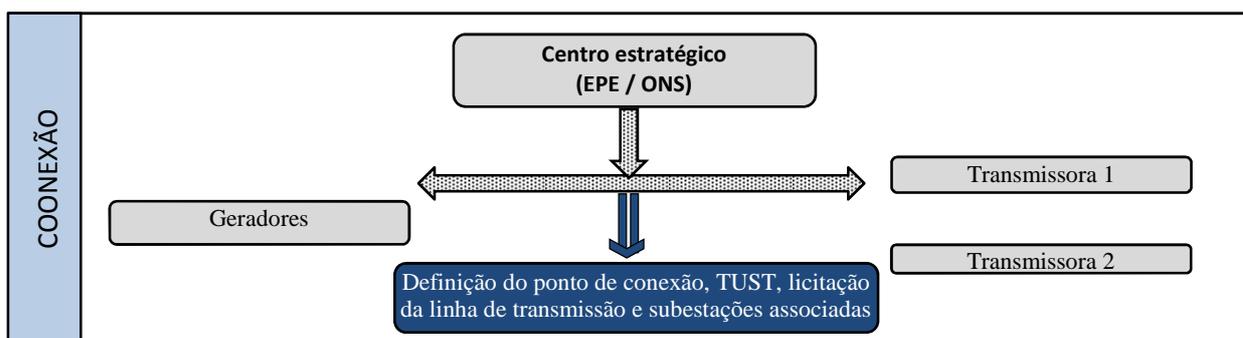
⁶³ A título de exemplo, a UHE Belo Monte que deveria gerar a primeira turbina em março/2016, protocolou na ANEEL pedido de postergação de prazos em 22/05/2014. De acordo com o concessionário responsável pela construção da UHE, “o processo de licenciamento ambiental, ações do Ministério Público, movimentos de grupos indígenas, greves de operários e a atuação de ONGs custaram 441 dias de atraso no Sítio Pimental e 124 no de Belo Monte” (ATRASSO, 2014).

Contudo, a despeito dessa ausência de centro estratégico, os projetos não foram inviabilizados, mas sofreram um aumento considerável nos custos de transação. Como todas as outras etapas do processo de investimento estão definidas e estruturadas, o principal impacto dessa ausência é o atraso no processo. Esse é um resultado interessante da análise: a etapa de investimentos funciona mesmo sem a figura de um centro estratégico na questão do licenciamento ambiental prévio.

4.1.3 Conexão ao Sistema Interligado Nacional – SIN

Outra etapa da coordenação de investimentos que necessita ser definida nos estudos realizados é o ponto de conexão da UHE ao SIN. Como abordado no segundo capítulo, em indústrias de rede é essencial a coordenação entre os atores envolvidos. No caso da geração hidrelétrica, a relação entre os ativos de transmissão e os ativos de geração deve ser coordenada, sob prejuízo de ocasionar perdas ao empreendedor e à sociedade como um todo, aumentando as incertezas relacionadas ao investimento. O centro estratégico, nesse caso, deveria intermediar a relação entre os agentes, com vistas à: (i) coordenar os investimentos nos ativos da cadeia, ou seja, definir o ponto de conexão (subestação) da UHE e quais subestações e/ou linhas de transmissão necessitam ser reforçadas/construídas para a conexão; e (ii) repartir as recompensas dos agentes através da definição do valor a ser pago à(s) empresa(s) de transmissão pelo uso da linha e da subestação. No caso da conexão, as instituições brasileiras participantes do processo e que devem ter suas ações mapeadas, com vistas à aplicação do conceito de centro estratégico, são a EPE e o ONS. A figura 4.4 explicita essa relação.

Figura 4.4 – Centro estratégico na conexão da UHE ao SIN



Fonte: elaboração própria.

A expansão da rede de transmissão é planejada pela EPE e pelo ONS, por meio do Programa de Expansão da Transmissão e do Plano de Ampliações e Reforços, respectivamente. Esses planos indicam as linhas e as subestações necessárias para o funcionamento adequado do serviço de transmissão no SIN que depois serão licitadas (ANEEL, 2011). A partir da definição do ponto de conexão, apontado nesses planos, será estimado o valor da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST⁶⁴ a ser paga pelo gerador ao sistema, que será utilizado como base para o cálculo do preço teto do leilão, além de apontar quais serão os reforços necessários na rede de transmissão.

Assim, no edital do leilão de geração divulgado no site da ANEEL, existe um anexo com as especificações da subestação na qual a UHE irá se conectar, bem como as características técnicas desse ponto de conexão. O valor a ser pago de TUST a cada ano até o final da concessão é divulgado por Resolução da ANEEL, previamente ao Leilão. Isso elimina a incerteza dos concessionários com relação às despesas de conexão. Barroso, Rosenblatt e Bezerra (2011, p. 3) destacam como é importante a definição de certas variáveis, imprevisíveis pelo agente privado, pelo poder concedente, como é o caso do valor da TUST. “Foram desenvolvidos mecanismos contratuais e regulatórios para mitigar os riscos sistêmicos ao investidor de nova geração, de forma a evitar precificação conservadora de riscos difíceis de serem gerenciados por investidores individuais”.

Ou seja, nesse ponto o Estado atua como centro estratégico já que possui mecanismos de alocação de recompensas entre os agentes. Já os mecanismos de controle estão consubstanciados no Contrato de Concessão, com as geradoras e com as transmissoras. Além dos prazos para a entrada em operação e as especificações técnicas, esses contratos também preveem multas em caso de atrasos na entrada em operação e/ou descumprimentos de outras cláusulas contratuais. O pagamento da geradora não é realizado diretamente à transmissora e sim ao sistema, o que mitiga o risco da transmissora.

Geralmente o leilão de transmissão para viabilizar as interconexões para as novas centrais ao SIN é realizado posteriormente ao LEN. Os leilões de transmissão definem os empreendedores vencedores (que ofertaram a menor Receita Anual Permitida – RAP) e o prazo de entrega das linhas de transmissão e subestações associadas. No entanto, esse ajuste

⁶⁴ As empresas de geração, distribuição e os consumidores livres que se utilizam diretamente da Rede Básica (SIN) pagam pelo uso das instalações dessa rede básica de transmissão uma tarifa de uso dos sistemas de transmissão (TUST), que é a receita das empresas de transmissão.

temporal entre a data de entrada em operação da planta de geração e do sistema de transmissão associado vem encontrando problemas.

Uma das principais causas no atraso da entrada em operação das linhas de transmissão é o licenciamento ambiental. Diferentemente das UHEs, quando a ANEEL realiza a licitação de ativos de transmissão o empreendimento ainda não foi analisado em termos ambientais. O EIA-RIMA da linha de transmissão somente é elaborado pela concessionária vencedora do leilão após o certame, o que atrasa a emissão da LP e, por conseguinte, da LI. Esse fato é, ainda, ressaltado pela concentração de novos empreendimentos de transmissão na região Norte do país, que possui grande quantidade de reservas indígenas e áreas de proteção ambiental, que necessitam de estudos mais detalhados e interlocução mais acentuada com a comunidade local.

Dessa forma, o prazo de licenciamento ambiental, considerado no Contrato de Concessão, é constantemente descumprido, levando a atrasos na entrada em operação dos empreendimentos de transmissão com consequências não somente sobre a receita dos operadores da linha de transmissão, como sobre os empreendedores de UHEs que, incapazes de honrar com seus CCVEs e CCEARs, têm perda considerável de receita e de taxa de retorno de seus investimentos.

Esse descompasso entre a geração e transmissão é acompanhado nas reuniões do CMSE. O problema da transmissão foi confirmado na 137^a Reunião do CMSE realizada em dezembro de 2013 — com representantes de Eletrobras, MME, ANEEL, ONS, ANP, dentre outros órgãos. Segundo a ata do encontro, apenas 29% das obras de linhas de transmissão estavam em dia. No geral, o atraso médio é de treze meses e meio, segundo o documento. O comitê também apontou que 26% dos empreendimentos monitorados de subestações estavam em dia, com atraso médio de oito meses (MME e CMSE, 2014a). Na Ata da 142a Reunião, de abril de 2014, o CMSE também mostra preocupação com as instalações de transmissão:

Deverá ser realizada reunião específica do Comitê para discussão de aspectos relacionados ao cumprimento dos prazos estabelecidos no ato legal para os empreendimentos de geração e transmissão de energia, de forma a viabilizar a sua entrada em operação conforme datas de necessidade apontadas nos estudos de planejamento e operação. A discussão deverá aprofundar especificamente as situações que impliquem na dependência de novos empreendimentos de transmissão para o escoamento de energia de fontes geradoras (MME e CMSE, 2014a).

O Apêndice A apresenta a relação de UHE licitadas após 2005, com as respectivas datas de entrada em operação dos empreendimentos, com destaque para a linha de transmissão associada (se é nova ou existente) e, no caso de linhas novas, as datas do leilão de transmissão e da emissão da LI. Por uma análise dos dados é possível perceber que os empreendimentos de transmissão são licitados com cronogramas bastante estreitos, sem espaço para atrasos ou contingências. Geralmente as linhas de transmissão são licitadas com prazos médios de 18 a 24 meses para entrar em operação, dentro desse período ainda deve ser incluído aquele necessário para a obtenção da LI. De acordo com levantamento realizado pelas Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base (ABDIB) e Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE), o tempo médio para obtenção da LP tem sido de 17 meses, incompatível com o prazo de 18 a 24 meses para a entrada em operação da linha (ABDIB/ABRATE, 2012). Os dados do Apêndice A corroboram essa conclusão apresentada pela ABDIB/ABRATE.

Um exemplo concreto desse descompasso na coordenação foi o caso da UHE Dardanelos (261 MW), localizada no município de Aripuanã no Mato Grosso. A UHE Dardanelos foi objeto do 3º LEN, de 10/10/2006, e possuía previsão de entrada em operação da 1ª máquina, de acordo com o Contrato de Concessão, em janeiro de 2011, mesmo prazo de início do suprimento de energia nos CCEARs. O sistema de transmissão para conectar a UHE Dardanelos ao SIN foi licitado em 27/06/2008⁶⁵, com prazo de conclusão de 27/06/2010⁶⁶, no entanto, a linha de transmissão só estava apta a operar em junho de 2011. A ANEEL decidiu por não penalizar o atraso da geradora, nos termos da Resolução Normativa nº 165, de 19/09/2005, já que reconheceu a existência de excludente de responsabilidade no caso. Porém, a UHE Dardanelos teve que honrar com seus CCEAR, comprando energia no mercado livre e vendendo-a para as distribuidoras.

Outro exemplo mais contundente e emblemático foi o atraso nas linhas de transmissão de extra alta tensão (600 kv), para interligar o Complexo do Rio Madeira (UHES Santo Antônio e Jirau) ao Sudeste (LT Porto Velho-Araraquara). O leilão da UHE Santo Antônio foi realizado em 10/12/2007 e com prazo de entrada em operação da primeira turbina em 01/12/2012. O leilão da linha de transmissão só foi realizado em 26/11/2008. Nesse caso, os impactos do atraso só não foram maiores porque as UHES também atrasaram a entrada em operação.

⁶⁵ No leilão de transmissão ANEEL nº 004/2008.

⁶⁶ 20 meses após a assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 16/10/2008.

O maior prejudicado nesses casos é o sistema elétrico como um todo pois outros geradores hidrelétricos terão que gerar a energia não gerada, para que seja atendido o mercado das distribuidoras. Esse problema de falta de linha de transmissão para escoar a energia é ainda mais grave no caso dos parques eólicos. Castro, Martelo e Dassie (2012, p.2), destacam alguns problemas que podem ocasionar esse descompasso entre geração e transmissão.

A configuração deste quadro de atrasos pode trazer consequências diretas e negativas ao pleno e equilibrado funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro, comprometendo o suprimento da demanda, a qualidade do serviço, podendo provocar aumento da tarifa, visto a necessidade do acionamento de térmicas pelo ONS, na falta de centrais hidroelétricas conectadas ao sistema e, no limite extremo, blecautes.

Uma forma de mitigar o problema, como apontado, seria obter a LP antes de licitar as linhas de transmissão, o que já é uma das atribuições da Empresa de Pesquisa Energética definidas na lei que a criou. “Nesse sentido, a obtenção da LP antes da licitação permitiria alongar e flexibilizar os prazos sem comprometer o planejamento do sistema, reduzindo os riscos para o resto do sistema” (Sales, 2014). Essa solução deslocaria o problema para o período pré-licitação, o que poderia acarretar em atraso no Leilão do projeto de transmissão, como ocorre no caso das hidrelétricas. Os custos de transação, nesse caso, seriam absorvidos pelo Estado e não pelo concessionário. Uma melhor solução para esse problema também esbarra na falta de articulação entre as políticas energética e ambiental, como visto na seção anterior.

Apesar da gravidade causada pelo atraso das linhas de transmissão, no caso das hidrelétricas, o percentual de atraso de geradores ocasionados por falta de linha de transmissão ainda é baixo, tal como análise dos dados apresentados no Apêndice A: das 11 hidrelétricas que já deveriam estar operando, apenas três (Dardanelos, Santo Antônio e Jirau) tiveram atrasos na entrada em operação dos sistemas de transmissão.

No caso da conexão da UHE ao SIN, o Estado atua como centro estratégico ao diminuir os custos de transação, coordenar os investimentos nos ativos da cadeia de transmissão e alocar as recompensas entre os agentes, através da divulgação, previamente ao leilão, do valor da TUST a ser paga pelo gerador. Entretanto, novamente a falta de coordenação com instituições do Estado fora do setor elétrico prejudica o processo, já que o atraso na emissão das licenças está atrasando a entrada em operação de algumas linhas de transmissão, conforme os dados do Apêndice A. É importante um ajuste nesse processo para

que o atraso na entrada em operação das linhas de transmissão não prejudique o sistema elétrico.

Assim, com todas as variáveis definidas, a próxima etapa do processo de coordenação de investimentos é a realização do leilão de energia nova. Nessa fase, é constante o relacionamento do centro estratégico com as distribuidoras de energia, com vistas a conhecer a demanda de energia necessária à expansão de seus mercados. O processo de licitação é o objetivo da próxima seção que, de forma breve, também aborda o papel desempenhado pela CCEE.

4.1.4 A licitação do empreendimento

O resultado final do processo de coordenação dos investimentos em geração hidrelétrica é a realização do leilão de energia nova. Após o processo de definição das características técnicas do empreendimento, do ponto de conexão, do valor do preço teto para o ACR, da LP e de posse da previsão de demanda declarada pelas distribuidoras de energia, a ANEEL deve definir a expansão, por meio da realização dos leilões.

O processo de escolha das alternativas mais viáveis para levar ao leilão deve ocorrer de acordo com o planejamento do setor, apontado no Plano Nacional de Energia (PNE) e no Plano Decenal de Expansão (PDE)⁶⁷. Assim, “[...] as alternativas são então comparadas entre si em termos de [...] balanço entre custos de implementação, benefícios energéticos e sociais e impactos ambientais” (TOLMASQUIM, 2011, p.208).

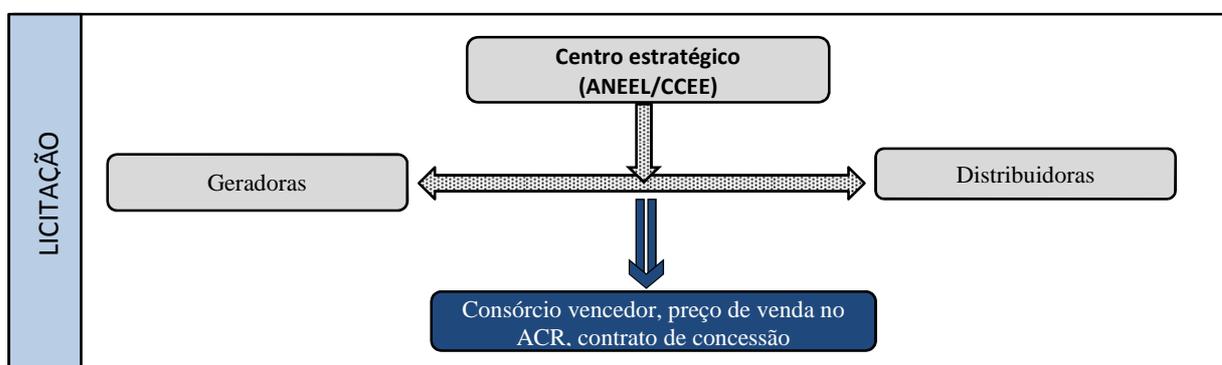
No caso do SEB as instituições candidatas à atuação como centro estratégico na licitação são a ANEEL e a CCEE, que agem em conjunto no processo, de acordo com suas atribuições institucionais. A ANEEL organiza todas as fases do processo licitatório⁶⁸ e a

⁶⁷ Para uma análise descritiva sobre o planejamento da expansão do SEB ver trabalho de Tolmasquim (2011) e Zimmermann (2007).

⁶⁸ Resumidamente, o processo de licitação ocorre da seguinte forma (ANEEL): (i) o MME publica portaria com as diretrizes básicas do leilão entre as quais constam, por exemplo, a data e o tipo de leilão para negociação da energia, a previsão do início do suprimento (entrega da energia) da usina; (ii) a proposta entra em Audiência Pública; (iii) a CEL, com apoio das áreas técnicas da ANEEL, analisa as contribuições recebidas e prepara versão final do edital, submetida à análise da Procuradoria Geral da ANEEL e posterior aprovação da Diretoria Colegiada; (iv) o MME publica portaria com a sistemática do leilão; (v) publicação do edital pela ANEEL com cronograma, preço-teto inicial indicado pelo MME e o valor de ressarcimento dos estudos de inventário e de viabilidade; (vi) inscrição; (vii) aporte de Garantia de Participação; (viii) treinamento da sistemática; e (ix) simulação do Leilão; (x) leilão.

CCEE é responsável pela intermediação da comercialização da energia dos leilões. Nessa fase do processo de investimento, a coordenação do centro estratégico se dá na intermediação entre as compradoras, distribuidoras de energia, e os vendedores, geradores hidrelétricos. O resultado do processo é a definição do concessionário vencedor da licitação da UHE e o montante de energia a ser adquirido por cada distribuidora. Ou seja, nesse ponto o centro estratégico aloca as recompensas entre compradores e vendedores da energia. A Figura 4.5 explicita essa relação.

Figura 4.5 – Centro Estratégico na Licitação



Fonte: elaboração própria.

Assim, o processo operacional para a licitação dos empreendimentos se inicia com a publicação de portaria da ANEEL com as diretrizes básicas do leilão e termina com a realização do Leilão com a venda da energia do consórcio vencedor para o pool de distribuidoras constantes no ACR. O resultado do leilão apontará, dessa forma, o consórcio vencedor e as distribuidoras que compraram a energia. A partir daí, no âmbito do ACR são firmados os CCEARs, que devem ser registrados na CCEE.

A definição da data de entrada em operação dos projetos também é uma variável importante no modelo. As novas UHEs são licitadas nos LEN A-5 ou A-3, ou seja, com 5 ou 3 anos de construção. No caso de projetos estruturantes esse prazo de construção é maior. No entanto, tem ocorrido que os leilões de energia não estão respeitando esse prazo de construção. A entrega da energia geralmente está ocorrendo com 4 anos (para hidrelétricas leiloadas em A-5), como foi o caso da UHE Teles Pires, que foi licitada em 17/12/2010, com entrega de energia em 30/04/2015. Barroso, Rosenblatt e Bezerra (2011, p.6), em seu trabalho sobre problemas no modelo e necessidades de ajuste, destacam:

A título de exemplo: todos os leilões A-5 (com exceção do 1º leilão A-5 de 2010) foram realizados entre setembro e dezembro dos respectivos anos, com o suprimento iniciando-se em 1º de janeiro do ano “A”. Com isso, os prazos efetivos para a usina entrar em operação variaram entre 4 anos e 4 anos e 4 meses. Outro exemplo: o leilão A-3 de 2008 foi realizado em setembro, transformando o prazo que deveria ser de 3 anos em 2 anos e 4 meses. Esses prazos exíguos, além de aumentarem o risco de atraso, acabam afastando competidores potenciais (o que reduz o nível de competição), em especial, os competidores mais avessos a risco.

Some-se a isso o fato de que, após a licitação, a empresa ainda necessita da emissão da LI para poder efetivamente começar as obras civis, com o que os prazos para construção tornam-se muito estreitos, o que vem ocasionando descumprimentos constantes por parte dos vencedores dos leilões. A Tabela do Apêndice A, demonstra que das hidrelétricas leiloadas após 2005 e que já deveriam ter alguma unidade em operação (11 hidrelétricas no total), somente uma (UHE Santo Antônio) está dentro do cronograma. As demais hidrelétricas atrasaram a entrada em operação, sendo que 45% delas atrasaram em mais de um ano, um número considerado elevado e que pode levar a impactos sérios na operação do sistema e na oferta de energia.

Como visto anteriormente, grande parte desses atrasos foi ocasionada por questões ligadas ao licenciamento ambiental, contudo outros fatores também podem ser citados: paralisações por invasões de indígenas e sociedade civil ou devido à ações civis públicas, problemas na construção e/ ou fornecimento de equipamentos e incapacidade gerencial dos concessionários. Na verdade, esse ajuste na data de entrada em operação dos projetos é importante haja vista que a perduração desse descompasso pode, além de aumentar o risco de atraso, afastar potenciais competidores.

Tal como análise realizada no segundo capítulo, um dos riscos associados aos investimentos em ativos específicos é o risco de demanda e, no caso dos investimentos em novas geradoras, trata-se de um ativo dedicado, pois o seu valor depende da concretização da demanda por energia. Assim, a comercialização da energia no âmbito do ACR reduz a incerteza de demanda ao investimento privado a ser realizado. Quando o agente gerador vence o leilão de energia, parte ou o todo da venda de seu produto já está assegurado em um contrato de venda de energia de longo prazo (geralmente de 30 anos). Dessa forma, essa coordenação entre a compra por um pool de distribuidoras e a venda da energia é essencial para o funcionamento do modelo. Ademais, o fato de vender a energia para um pool de

distribuidoras também mitiga o risco de demanda, tendo em vista que o empreendedor não está sujeito ao risco de uma única distribuidora.

O Contrato de Concessão e os CCEARs são, portanto, o resultado principal da fase de investimentos que termina com a realização dos leilões de energia. Neles estão consubstanciados os mecanismos de controle, monitoramento e fiscalização a disposição da ANEEL e da CCEE nas fases de construção e operação. Como a fase de construção não é objeto de análise do presente trabalho, nesse ponto é importante destacar que esses contratos realizados vão reger a relação entre o Estado e o concessionário durante a concessão do empreendimento.

A coordenação da operação e da comercialização não será objeto de análise do presente trabalho, porém é importante ressaltar o papel realizado pela ONS, na operação do sistema, e da CCEE, na comercialização.

Assim, uma vez realizado o processo de licitação, com a venda de energia para as distribuidoras, entra-se na fase de construção e, posteriormente, operação do empreendimento. Nessas fases posteriores, no caso do SEB, a principal participação do Estado é como regulador, através da ANEEL. No entanto, uma relação que o Estado coordena e que tem relação direta com a fase a fase de investimentos, é a coordenação do aporte financeiro. A próxima seção tem, então, o objetivo de mapear as ações do Estado nessa esfera, destacando a atuação do BNDES na questão do financiamento de longo prazo.

4.2 O Estado como centro estratégico na coordenação do aporte financeiro

Esta seção do capítulo tem o objetivo de discutir o papel do Estado brasileiro como coordenador do aporte financeiro necessário para a implantação de novos empreendimentos hidrelétricos, no atual modelo do SEB. Como exposto no segundo capítulo, devido às especificidades dos ativos de hidroeletricidade e às incertezas no ambiente de suas transações, o acesso ao financiamento de longo prazo para a implantação de novos empreendimentos pode ser um dos entraves à expansão dos investimentos no setor. A participação direta do Estado, nesse caso, pode ser essencial para que os concessionários possuam capital necessário para os investimentos, já que o setor bancário privado pode não ter o interesse em prover recursos com prazos longos (mais de 15 anos). Especialmente quando tratamos de países em

desenvolvimento, onde o mercado de capitais não é suficientemente desenvolvido, a participação do Estado é fundamental. Por essas razões, a figura de um centro estratégico coordenando o aporte financeiro pode ser primordial para a implantação de projetos que necessitam de elevados recursos financeiros.

Para a análise do caso brasileiro serão mapeadas as ações do BNDES, que é o banco de desenvolvimento do Estado brasileiro, responsável pela provisão de recursos de longo prazo. O BNDES foi criado em 1952 e é um dos maiores bancos de fomento do mundo, tendo realizado financiamentos de R\$ 190,4 bilhões em 2013 (COUTINHO, 2014). No Brasil é responsável por 11,3% da carteira de crédito com relação ao PIB e por 21% do total de crédito do país (*op. cit.*). Para maiores informações sobre o BNDES e sua atuação no desenvolvimento brasileiro, consultar Além e Giambiagi (2010), BNDES (2012) e Ferraz et al. (2012).

O BNDES possui um longo histórico de atuação no setor elétrico e, desde a sua criação, vem disponibilizando crédito e apoiando a implementação de vários projetos no setor de energia. No caso do setor de geração hidrelétrica, de acordo com os dados do Apêndice A, dos 22 novos projetos leiloados desde o início dos LEN, em 2005, somente quatro não foram financiados pelo BNDES, sendo três deles leiloados recentemente⁶⁹. Esses dados demonstram a importância desse banco de fomento na implantação de novos projetos hidrelétricos. Sua atuação, no entanto, não está restrita à provisão de fundos em condições atrativas e estáveis para esses projetos, mas inclui também a coordenação de políticas públicas de desenvolvimento voltadas para promover um ambiente afeito aos investimentos (UDERMAN e CAVALCANTE, 2011). Dessa forma, é importante mapear as ações dessa instituição no setor elétrico, para compreender como é solucionada a questão do aporte de capital no caso brasileiro.

Inicialmente, para compreensão da atuação do BNDES é necessário retomar o conceito de *project finance*, que foi apresentado no segundo capítulo do presente trabalho, já que, desde 2005, cerca de 70% das hidrelétricas leiloadas no Brasil (vide dados do Apêndice A) foram financiadas através dessa modalidade de financiamento, todas com participação do BNDES. O *project finance* é uma modalidade de financiamento baseada na capacidade de financiamento do próprio projeto, e não de seus acionistas. No *project finance*, ativos e fluxos

⁶⁹ Esses projetos foram leiloados recentemente (à exceção da UHE Baixo Iguaçu, leiloadas em 2008, mas que ficou quatro anos parada aguardando o licenciamento ambiental).

de caixa relacionados a um determinado projeto são segregados das demais atividades dos acionistas, através da criação de uma SPE, que tem o objetivo específico de implantar o projeto. “A SPE permite agregar um ou mais acionistas, tanto públicos quanto privados, até mesmo acionistas com perfil de investidor institucional, como os fundos de pensão ou fundos de participação em investimentos (FIP)” (SIFFERT, 2010, p. 220).

Os financiadores devem identificar os riscos da implantação dos projetos de forma a encontrar instrumentos para mitigá-los. As garantias do financiamento são os ativos da SPE e seus recebíveis, dessa forma, diferentemente do corporate finance, o balanço contábil dos acionistas não é onerado, permitindo que seus recursos possam ser utilizados em outros projetos de investimento. Tal como destacado por Borges e Faria (2002, p.270):

Essa modalidade de financiamento proporciona uma significativa alavancagem financeira para os acionistas, possibilitando que eles participem de diversos projetos, comprometendo um reduzido volume de capital, oferecendo a possibilidade de diversificação de sua carteira de projetos e o aumento do retorno sobre o capital investido, desde que o custo da dívida (líquido do impacto do imposto de renda) seja inferior ao retorno do projeto sem dívida.

Azeredo (1999) ressaltou que as vantagens para o acionista privado também se convertem em vantagens para o Estado, uma vez que o *project finance* se trata de uma forma de alavancar investimentos em áreas nos quais os altos montantes envolvidos, os diversos riscos e o longo prazo de maturação são fatores limitadores para que a iniciativa privada comprometa seu capital.

O ponto chave para o bom funcionamento do *project finance* é a previsibilidade nas receitas do projeto. É importante ressaltar que a utilização do *project finance* no setor elétrico brasileiro só foi possível devido à venda de energia, através de contratos de longo prazo com as distribuidoras de energia em leilões do ACR, que reduziu drasticamente o risco de demanda e permitiu ao financiador se utilizar apenas dos recebíveis como garantia. É justamente nesse ponto que reside uma das principais dificuldades no aporte financeiro a novos projetos: o valor do preço a ser ofertado pelos consórcios no leilão de energia influencia o valor do financiamento de longo prazo ao projeto. Para ganhar o leilão o concessionário deve ofertar um preço de energia baixo, que lhe confere baixa capacidade de pagamento e, por conseguinte, um financiamento de longo prazo limitado. Como, para o investidor privado, uma estrutura de capitais mais alavancada na SPE possibilita uma maior

taxa de retorno do acionista, existe um *trade-off* entre o preço ofertado no leilão e o financiamento de longo prazo. Dessa forma, em um financiamento concedido na modalidade de *project finance*, conhecer as condições de financiamento a serem utilizadas em determinado leilão é primordial para que os agentes possam montar suas estratégias e realizar as melhores propostas possíveis para vencer a licitação.

Outro ponto que merece destaque no financiamento via *project finance* é a presença de diversos atores na estrutura (tal como demonstrado na Figura 2.1 - Partes envolvidas no desenvolvimento de um projeto hidrelétrico), tais como bancos públicos e privados, agências multilaterais, prestadores de garantias e acionistas, dentre outros. Essa presença de inúmeros agentes, apesar de constituir uma vantagem ao diluir os riscos, pode também ser uma desvantagem do *project finance*. Borges e Faria (2002, p.272) destacam que:

[...] a tentativa de compatibilizar os diferentes interesses dos agentes envolvidos pode se tornar uma desvantagem, devido à complexa estrutura contratual necessária nesse tipo de operação. Geralmente, esse tipo de estrutura consome inicialmente mais tempo que a modalidade de financiamento corporativo.

Por conseguinte, devido à presença desses agentes independentes e com distintos interesses na estrutura de *project finance*, há a necessidade de um agente coordenador dos participantes de modo a reduzir os custos de transação com vistas a atingir o objetivo final que é a viabilização do financiamento de longo prazo para a implantação do empreendimento. Dessa forma, além de mitigar o risco de obtenção de crédito, o BNDES pode coordenar os atores na estrutura de *project finance*.

Isso exposto, no caso brasileiro, o candidato a centro estratégico na coordenação do aporte financeiro seria o BNDES, que atua em dois momentos: (i) previamente à licitação, ao divulgar as condições de financiamento a serem utilizadas em determinado LEN, que influenciarão o preço teto do leilão e as propostas dos agentes, e (ii) após a licitação, na estruturação do financiamento de longo prazo concedido na modalidade de *project finance*.

4.2.1 A coordenação previamente à realização do leilão

Inicialmente, como já abordado no presente capítulo, para o cálculo do preço teto do leilão é primordial o conhecimento prévio das principais condições do financiamento. Nesse ponto, o BNDES pode atuar juntamente com a EPE, previamente à licitação, divulgando condições específicas para determinados leilões de concessão, nos quais é necessário incentivar uma maior competição, ou para viabilizar financeiramente projetos com montantes de investimento muito elevados, como foi o caso dos leilões dos projetos estruturantes de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte.

Importante salientar que a divulgação prévia de condições especiais de financiamento nivela a competição, reduz as incertezas e pode ocasionar maiores deságios nos preços ofertados, em relação aos preços teto estabelecidos pela EPE, o que é benéfico para a sociedade. “Esse resultado parte do seguinte pressuposto: a concorrência nos leilões de empreendimentos A-5 do ACR faz com que sejam repassadas às tarifas as condições mais favoráveis do BNDES, acessíveis aos competidores, que são clientes do Banco” (ESPOSITO, 2011, p. 252). De fato, estimativas realizadas em Siffert et al. (2009), baseadas na avaliação de um projeto hidrelétrico hipotético⁷⁰, demonstraram que, *ceteris paribus*, a melhora nas condições de apoio financeiro do BNDES, no período de 2003 a 2008, acarretou uma redução tarifária da ordem de pelo menos 20%.

Cabe ressaltar que é de conhecimento geral do mercado que o BNDES poderá divulgar condições específicas para determinados leilões e que, caso não haja a divulgação de condições específicas, vigoram as condições vigentes na Política Operacional do BNDES (vide Tabela 4.2), disponíveis em sua página na internet, de acesso a todos os participantes do setor. Ao se analisar a Tabela 4.2, é possível perceber que, com o passar dos anos, as condições financeiras do BNDES vêm se amenizando, através do aumento de prazos de amortização e custo financeiro menor.

⁷⁰ A análise foi baseada tomando-se como referência um projeto de implantação de uma hidrelétrica de porte médio (cerca de 500 MW de capacidade nominal), com fator de capacidade de 60% e um custo médio de R\$ 3,5 milhões/MW de capacidade instalada. Também foram adotadas premissas de natureza financeira, como o retorno do capital próprio dos acionistas da ordem de 12% a.a., entre outros (SIFFERT et al., 2009).

Tabela 4.2 – Condições financeiras do Financiamento do BNDES à geração hidrelétrica

Descrição	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Prazo de amortização	Até 12 anos			Até 14 anos	Até 16 anos							Até 20 anos
Custo financeiro	80% TJLP/20% cesta de moedas		80% TJLP/20% IPCA	100% TJLP								
Participação máxima do BNDES (itens financiáveis)	70%		80%			85%	80%			80%		
ICSD mínimo	1,3							1,20 ou 1,30				
Remuneração básica (A)	2,50%			1,50%	1,00%	0,90%					1,00%	
Risco de crédito (B)	1,50%			0,8% a 1,8%	0,46% a 3,57%					0,40% a 4,18%		
Remuneração total BNDES (A + B)	4,00%			2,3% a 3,3%	1,46% a 4,57%	1,36% a 4,47%					1,3% a 5,08%	1,4% a 5,18%

Fonte: Esposito (2011) e BNDES. Elaboração própria.

As condições específicas, geralmente, englobam alterações nas condições financeiras (custo financeiro⁷¹, remuneração básica, prazo de amortização, fórmula de cálculo do financiamento - SAC ou Price⁷²). No entanto, como será exemplificado a seguir, o BNDES também utiliza outros instrumentos com o objetivo de incentivar os agentes participantes da estrutura de *project finance*, como fabricantes de equipamentos, bancos privados, debenturistas, dentre outros. Conforme abordado no primeiro capítulo, os incentivos fazem parte dos mecanismos utilizados pelo centro estratégico para coordenar os agentes presentes nas estruturas híbridas.

Como exemplo de incentivos dados pelo BNDES, podemos citar as condições de financiamento divulgadas para o leilão da UHE Belo Monte. Dentre as condições, destacam-se: (i) àquelas de cunho financeiro (aumento no prazo de amortização, diminuição na remuneração básica, taxas e prazos especiais para o financiamento de máquinas e equipamentos, aumento na participação máxima do BNDES nos investimentos e utilização do sistema de amortização Price); (ii) cláusulas de governança corporativa da SPE (controle acionário majoritariamente privado, transparência na gestão, com a adoção de melhores

⁷¹ O custo total do financiamento do BNDES é dado por: custo financeiro + remuneração básica + risco de crédito. No caso de operações indiretas, acrescenta-se 0,5% de intermediação financeira.

⁷² O valor do financiamento do BNDES é calculado de forma a respeitar o cumprimento, durante todo o período de financiamento, de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) de 1,2 ou 1,3. Assim, a utilização do sistema de amortização Price possibilita um valor de financiamento maior, já que as parcelas de pagamento de juros e amortização são diluídas ao longo do financiamento, o que não ocorre no caso de utilização da Tabela SAC, que concentra as maiores parcelas de serviço da dívida no início do financiamento, limitando o ICSD nos anos iniciais do financiamento.

práticas, tendo como objetivo atingir os padrões de governança corporativa apresentados no Novo Mercado da Bovespa, acordo de acionistas e presença de ações exclusivamente ordinárias); e (iii) cláusulas de porte de grupo econômico (para cada 1,0% de participação no projeto, o respectivo acionista ou seu grupo econômico deveria apresentar, no mínimo, R\$ 200 milhões de Patrimônio Líquido e R\$ 550 milhões de Ativo Total). Ademais, foi divulgado que a participação do BNDES no financiamento estaria limitada à 25% do Patrimônio de Referência do banco⁷³, sendo o restante do financiamento na forma indireta, com repasse de recursos do BNDES à outros bancos para posterior repasse ao projeto, de forma a dividir os riscos associados ao financiamento. Essa condição levou os consórcios participantes a se relacionarem com outros bancos, assim como fez com que os outros bancos analisassem o projeto, de forma a saber se haveria interesse em participar do financiamento.

Nesse caso, devido ao porte do projeto, o BNDES manipulou as condições de financiamento previamente ao leilão de forma a incentivar os agentes, nivelando o conhecimento e reduzindo incertezas relacionadas ao financiamento, e proporcionar uma competição mais equânime no leilão. Essa manipulação de condições de acordo com o projeto é um incentivo, que se insere no papel de um centro estratégico, que muitas vezes utiliza incentivos como uma forma de coordenar os agentes.

Recentemente, o BNDES vem alterando a forma de cálculo de seus financiamento, de modo a fomentar a participação de debêntures no financiamento à projetos de infraestrutura. Por exemplo, nas condições específicas aplicáveis aos 17º e 18º LEN de 2013 foi divulgada a possibilidade de mudança na fórmula de cálculo da dívida do BNDES de SAC para Price, caso a SPE emita debêntures de infraestrutura. Essa mudança no cálculo da dívida possibilita uma maior capacidade de financiamento do projeto, elevando a participação de capital de terceiros no capital da SPE. Também se trata de um incentivo, nesse caso com o objetivo de fomentar a emissão desses títulos de dívida.

Essa política de especificação de condições particulares para determinados leilões, como forma de manipular incentivos, também ocorre em outros segmentos do setor elétrico, como o setor de geração eólica e o de transmissão de energia. No caso desses setores,

⁷³ Em fevereiro de 2010, dois meses antes da realização do leilão, o Patrimônio de Referência do BNDES era de R\$ 54,1 bilhões, ou seja, o financiamento direto à UHE Belo Monte estaria limitado em, aproximadamente, R\$ 13,5 bilhões. Isso realmente se concretizou, já que o financiamento total do BNDES para a implantação do projeto foi de R\$ 22,5 bilhões, sendo R\$ 13,5 bilhões na modalidade direta e R\$ 9 bilhões na modalidade indireta, com repasse dos bancos Caixa Econômica (R\$ 7 bilhões) e BTG Pactual (R\$ 2 bilhões).

destacam-se as condições com diretrizes específicas de índice de nacionalização dos equipamentos⁷⁴, já que alguns não possuem fornecedores nacionais. No caso da geração eólica, por exemplo, o BNDES vem desenvolvendo uma política junto aos fabricantes de aerogeradores para habilitá-los a fornecer equipamentos às SPEs, beneficiárias do financiamento de longo prazo no BNDES. De acordo com Saraiva (2012):

[...] o banco detalhou que, com as alterações, o objetivo é trabalhar em parceria com empreendedores e fabricantes para aumentar gradativamente o conteúdo local dos aerogeradores. Assim, na análise do BNDES, ocorreria promoção de fabricação no País de componentes com alto conteúdo tecnológico e uso intensivo de mão de obra, sofisticando, assim, o parque produtivo nacional e gerando empregos de qualidade.

Nesse caso, como mecanismo de fiscalização podemos citar as metas de nacionalização de equipamentos e componentes, que são periodicamente acompanhadas pelo BNDES junto aos fabricantes.

Desse modo, a coordenação realizada, previamente ao leilão pelo BNDES ocorre principalmente pelo incentivo a ações dos agentes que não ocorreriam sem a atuação desse banco de fomento. Os incentivos dados pelo BNDES nestes casos se conformam ao conceito de centro estratégico, pois atuam de forma a promover a competição e reduzir o risco de financiamento, ao mesmo tempo em que realoca as recompensas de cada agente.

Ultrapassada, então, a fase do leilão de energia e definido o concessionário que irá implantar à UHE, entra-se na fase de construção do empreendimento, onde está concentrado o aporte de capital no projeto. Nessa fase pós-licitação, a atuação do BNDES ocorre na coordenação da estrutura de financiamento do *project finance* onde, além de incentivos, são utilizados mecanismos de controle, monitoramento e fiscalização, essenciais à atuação de um centro estratégico.

4.2.2 A coordenação do financiamento de longo prazo

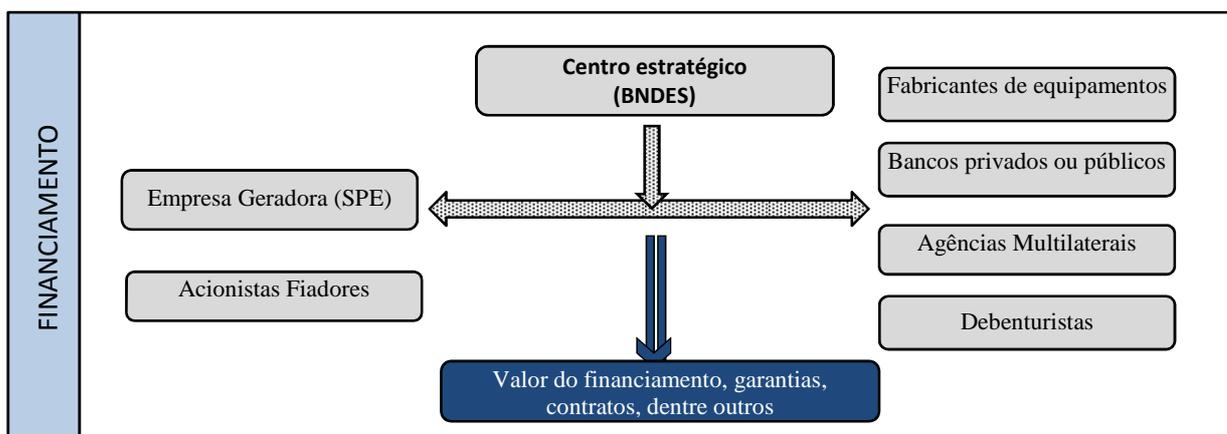
Em um financiamento na modalidade de *project finance*, a necessidade de coordenação é justificada pela complexidade das relações estabelecidas, tal como destacado por Borges e Farias (2002, p.273):

⁷⁴ É um índice que representa a relação entre as parcelas nacional e importada que compõem os produtos. De acordo com as Políticas Operacionais do BNDES, apenas produtos fabricados no país e com índice de nacionalização mínimo de 60% são passíveis de ser financiados pelo BNDES.

A maior complexidade dessa estrutura também eleva os custos de transação em razão das despesas legais envolvidas na elaboração do projeto, pesquisa e gerenciamento de informações e questões fiscais, preparação de documentação e o grande investimento de tempo de gerência. Quanto mais desconhecido o cenário do projeto, maiores serão o tempo de pesquisa e a busca por instrumentos de mitigação. Pode-se dizer que um primeiro *project finance* levará mais tempo para ser estruturado e sairá mais caro que uma operação tradicional. A partir daí, o tempo e o custo caem com a reutilização dos instrumentos e das parcerias.

Como pode ser visto no Apêndice A, cerca de 70% dos projetos de hidroeletricidade leiloados desde o início dos LEN no Brasil, foram financiados pelo BNDES nessa modalidade de financiamento, o que lhe confere grande *expertise* na estruturação. A atuação do BNDES como centro estratégico na coordenação do aporte financeiro pode ser visualizada na Figura 4.6, que destaca os agentes envolvidos na transação e o resultado da coordenação, que é o financiamento de longo prazo com suas principais características.

Figura 4.6 – Centro Estratégico no Financiamento



Fonte: elaboração própria

No *project finance*, o relacionamento entre os agentes ocorre por meio da SPE que pode ser “[...] entendida como um ente coordenador de contratos com fornecedores, clientes, empregados, financiadores, enfim, todos os chamados *stakeholders*” (SIFFERT, 2012, p.13). De fato, é a SPE que se relaciona diretamente com os agentes envolvidos na estrutura de *project finance*. No entanto, por trás de grande parte dessas relações realizadas está o BNDES, já que ele estabelece algumas condições para o relacionamento a ser realizado entre a SPE e os demais agentes da estrutura.

Um ponto chave nesse processo de análise é o cálculo do valor do financiamento. O valor de financiamento, bem como o valor máximo de alavancagem total da SPE, incluindo outras fontes de financiamento, é calculado pelo BNDES baseado numa cobertura de serviço da dívida de 120% ou 130%. No caso de participação de outras fontes de financiamento (bancos comerciais, debêntures, dentre outros) é necessário estruturar, juntamente com os outros financiadores, as condições de financiamento. Geralmente, o nível de alavancagem resultante é próximo de 35% de recursos próprios e 65% de recursos de terceiros (SIFFERT, 2010). No caso de emissão de debêntures, por exemplo, o BNDES pode deixar estabelecido em seu contrato de financiamento a possibilidade de emissão posterior do papel, com as condições previamente definidas. Nesse caso, todas as garantias oferecidas pela SPE ao BNDES podem ser compartilhadas com os debenturistas, por meio da celebração de um Contrato de Compartilhamento de Garantias. Esse mecanismo adotado pelo BNDES, além de funcionar como um incentivo à emissão desse tipo de dívida, promove à alocação de recompensas (montante de financiamento e garantias) entre os agentes.

Destaque-se que, tal como abordado em Fiani (2013), na análise dos mecanismos empregados pelo Estado para coordenar os agentes, devem ser considerados os incentivos, os controles e a estrutura de monitoramento e fiscalização a disposição do centro estratégico. No caso do BNDES, os incentivos e controles advêm do fato dele ser o único provedor de recursos financeiros de longo prazo no Brasil. Assim, todos os elementos-chave da análise do financiamento são definidos pelo BNDES, após relacionamento com os agentes, e consubstanciados numa estrutura de contratos que engloba, dentre outros: Contrato de Financiamento, Contrato de Repasse, Contrato de Administração de Contas e outras avenças, Contrato de Compartilhamento de Garantias e Contrato de Penhor de Ações. Os agentes participantes, diretos ou intervenientes, dos contratos acima citados são: acionistas, bancos repassadores, bancos garantidores, empresas fiadoras, debenturistas, bancos administradores de contas, demais financiadores como agências de fomento ou bancos regionais. O Quadro 4.2 demonstra a relação coordenada em cada contrato e as partes envolvidas.

Quadro 4.2 – Estrutura contratual dos financiamentos do BNDES na modalidade de *project finance*

Contrato	Partes do Contrato	Finalidade do Contrato
Contrato de Financiamento	SPE	Conceder crédito para a implantação do projeto
	BNDES	
	Acionistas	
	Acionistas controladores fiadores	
Contrato de Repasse	SPE	Conceder crédito, mediante a repasse, para a implantação do projeto
	Bancos comerciais repassadores	
	Acionistas	
	Acionistas controladores fiadores	
Contrato de Cessão Fiduciária, Administração de Contas e outras avenças	SPE	Constituir e regular a cessão fiduciária de direitos e administração de contas
	BNDES	
	Demais financiadores	
	Banco arrecadador	
Contrato de Compartilhamento de Garantias	BNDES	Regular a relação entre os credores, na hipótese de não cumprimento de obrigações assumidas, bem como definir a proporção da participação de cada um dos credores no rateio dos valores que vierem a ser apurados com a execução das garantias compartilhadas.
	Demais financiadores	
Contrato de Penhor de Ações	SPE	Constituir e regular o penhor das ações da SPE, de propriedade dos acionistas, dadas em garantia aos credores
	BNDES	
	Demais financiadores	
	Acionistas	

Fonte: Elaboração própria.

O objetivo dessa estrutura contratual é organizar todos os agentes envolvidos na estrutura, de forma a viabilizar o financiamento, mitigar os principais riscos na implantação dos projetos e estruturar as garantias⁷⁵. Assim, por exemplo, o relacionamento entre a SPE e o banco arrecadador, que recebe os pagamentos das distribuidoras e promove o pagamento dos financiamentos, é mediado por um Contrato de Administração de Contas e outras avenças, assim como a relação entre os credores é mediada por um Contrato de Compartilhamento de Garantias, todos redigidos e definidos pelo BNDES.

Nessa estrutura contratual são definidos os mecanismos de controle, monitoramento e fiscalização utilizados pelo BNDES como forma de coordenar os agentes. O principal contrato celebrado com a SPE é o Contrato de Financiamento onde são estabelecidas as condições do financiamento do BNDES, como valor do crédito e custo, cumprimento de *covenants* financeiros (como ICSD e índice de capitalização), vencimento da dívida e outras cláusulas comuns à contratos dessa natureza. Ademais, além dessas cláusulas, existem outros

⁷⁵ As garantias de *project finance* usualmente utilizadas no caso das usinas hidrelétricas e linhas de transmissão são: cessão das ações da SPE, vinculação de recebíveis por meio da constituição de contas-movimento com cessão fiduciária, fianças corporativas e bancárias são utilizadas na fase de implantação, bem como seguros de performance e *completion*. Durante a fase de operação, são constituídas contas-reserva, contas-movimento e contas centralizadoras dos recebíveis, entre outras. (SIFERT, 2010)

mecanismos de *enforcement* e de incentivo utilizados pelo BNDES que se conformam ao conceito de centro estratégico, como será exposto a seguir.

Como a SPE é uma empresa que só possui como objeto a construção e operação do empreendimento, sua saúde financeira é primordial não só para os financiadores, mas para o poder concedente interessado na expansão da geração de energia. Assim, como forma de controlar o caixa da SPE e evitar que os acionistas retirem recursos do projeto que possam vir a prejudicar seu andamento, os contratos do BNDES estabelecem obrigações contratuais com o objetivo de mitigar o risco de crédito da operação. No Contrato de Financiamento firmado entre o BNDES e a Norte Energia S.A., SPE responsável pela construção e operação da UHE Belo Monte, na cláusula Décima Quarta, que trata das obrigações especiais da Norte Energia, podemos citar as seguintes obrigações: sem prévia autorização do BNDES, não realizar distribuição de dividendos e/ou pagamento de juros sobre capital próprio acima de 25%; não alterar os CCVEs e CCEARs sem prévia anuência do BNDES; notificar qualquer outra pessoa contra a qual a Norte Energia S.A. detenha direitos creditórios, para que os créditos sejam depositados exclusivamente na Conta Centralizadora⁷⁶, conforme o disposto no Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos, Administração de Contas e Outras Avenças; não efetuar outros investimentos que não os relacionados diretamente ao projeto; quitar, imediatamente após a primeira liberação de recursos, qualquer endividamento, mútuo, financiamento, empréstimo, título de crédito e/ou dívida com terceiros (BNDES, 2012, p. 15-23).

Nesse contrato com a Norte Energia S.A., por exemplo, existem 56 obrigações especiais que englobam várias áreas desde a financeira até a socioambiental. Como obrigações socioambientais, podemos citar: cumprir as condicionantes socioambientais constantes da Licença de Instalação; na hipótese de ocorrer redução do quadro de pessoal da SPE durante o período de vigência do contrato, oferecer programa de treinamento voltado para as oportunidades de trabalho na região e/ou programa de recolocação dos trabalhadores em outras empresas; adquirir e/ou contratar, preferencialmente, mão de obra e o fornecimento de bens e serviços locais e regionais (BNDES, 2012, p. 14-15).

Além de obrigações contratuais com a SPE, os contratos também englobam mecanismos de controle dos acionistas da SPE. No Contrato de Financiamento com a Santo

⁷⁶ Conta corrente da Norte Energia S.A. mantida junto à algum banco comercial e constituída exclusivamente para a arrecadação dos recursos de pagamento de receitas, não movimentável pela Norte Energia, que detém a sua titularidade, na qual serão depositados os recursos provenientes de todas as receitas recebidas pela empresa. Essa conta só é movimentável pelo banco administrador de contas.

Antônio Energia S.A., SPE responsável pela construção e operação da UHE Santo Antônio, podemos citar as seguintes obrigações dos acionistas: (i) não promover a inclusão em acordo societário, estatuto ou contrato social da SPE, de dispositivo que importe em restrições à capacidade de crescimento da SPE ou ao seu desenvolvimento tecnológico, restrições de acesso da SPE a novos mercados, ou restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras das operações com o BNDES; (iii) não constituir, salvo autorização prévia do BNDES, garantias de qualquer espécie em operações com outros credores; (ii) aportar na SPE os recursos necessários para cobrir de imediato e integralmente quaisquer insuficiências ou frustrações das fontes de recursos previstas para a utilização nos investimentos do projeto (BNDES, 2009, p. 30-37).

O descumprimento de qualquer obrigação não financeira é passível de multa de 1% sobre o valor do contrato (BNDES, 1987, p.19). Tal como destacado por Menárd, mecanismos de *enforcement* utilizados pelos centros estratégicos podem constranger os parceiros como forma de disciplinar as partes, reduzindo assim comportamentos oportunistas. Essas obrigações constantes nos contratos do BNDES funcionam como mecanismos de controle e de fiscalização das ações dos agentes envolvidos na estrutura de *project finance*, tal como se espera da ação de um centro estratégico.

Além dessas relações mediadas por instrumentos contratuais, outras também podem ter a participação do BNDES, como aquelas entre a SPE e os fornecedores de equipamentos, no que diz respeito à averiguação de conteúdo nacional nos equipamentos. Nesse caso, após a definição pela SPE dos fornecedores de equipamentos, caso seja necessário, o BNDES realiza visita a fábrica para a averiguação do índice de nacionalização dos equipamentos. A visita aos fabricantes de equipamentos ocorre de forma periódica e é um exemplo de mecanismo de controle realizado pelo BNDES como forma de garantir que os produtos estejam sendo fabricados no Brasil.

É muito importante ressaltar também que, desde 2009, o BNDES vem incentivando as empresas a incluírem em seus financiamentos um “subcrédito social”, com o objetivo de fomentar investimentos sociais das empresas, não obrigatórios, no entorno de projetos com maiores impactos ambientais, como é o caso dos projetos hidrelétricos. Os investimentos a serem realizados com esses recursos não possuem remuneração de risco, sendo compostos apenas pelo custo financeiro (TJLP). A taxa de juros mais atrativa funciona como um mecanismo de incentivo à essas ações de cunho social. Numa publicação recente sobre o

papel do BNDES no desenvolvimento da região amazônica, Siffert et.al. (2014, p. 124) destacaram essa política:

Tais programas refletem crescente preocupação do BNDES não somente de prover crédito adequado para os setores econômicos, mas também de desempenhar o papel institucional de: (i) apoiar estudos técnicos e processos de planejamento, monitoramento e avaliação; (ii) mobilizar agentes e induzir ações voltadas ao desenvolvimento; e (iii) fomentar projetos e construir estratégias para integrar e ampliar o acesso aos recursos disponíveis para os investimentos no território.

Como resultado da atuação do BNDES como centro estratégico na coordenação do aporte financeiro, pode-se concluir que sua participação no processo diminui o risco de crédito da operação e dá mais segurança ao ente privado na hora de decidir investir nos ativos de hidroeletricidade. Em seu trabalho sobre financiamento de hidrelétricas de grande porte no Brasil, Carvalho (2013, p.92) conclui que:

[...] dado às características dos projetos, o *project finance* é adequado como instrumento de obtenção de financiamentos e a atuação do BNDES, tanto pelas taxas oferecidas, como pelos montantes de financiamento disponibilizados, foi essencial para a viabilização desses empreendimentos.

Dessa forma, de acordo com a classificação de Menárd, o BNDES pode ser considerado um centro estratégico do Estado brasileiro na coordenação do aporte financeiro à projetos de hidroeletricidade, já que possui mecanismos de incentivo, controle e monitoramento que incentivam à cooperação entre os agentes e constroem comportamentos oportunistas das partes, além de alocar as recompensas dos agentes que participam da estrutura híbrida.

Como conclusão da atuação do Estado na coordenação dos investimentos e do aporte financeiro em ativos de hidroeletricidade, é importante ressaltar que, de acordo com os dados do Apêndice A, todos os ativos de hidroeletricidade entraram em operação comercial, mesmo que alguns em atraso, demonstrando relativo sucesso no processo.

Conclusão

Como foi discutido no presente capítulo, o Estado brasileiro vem desempenhando papel chave nos investimentos em hidroeletricidade, tanto no que se refere ao planejamento

da expansão quanto no que concerne à provisão de recursos de longo prazo para a realização dos investimentos.

Desde a instituição das leis 10.847 e 10.848 e do decreto no 5.163, foram realizados onze leilões para comercialização de energia proveniente de novos empreendimentos hidrelétricos, e dezenas de outros para a implantação de parques eólicos e centrais térmicas. Nesses leilões de hidrelétricas, foram contratados 22 novos empreendimentos (sem contar as usinas “botox”), com um total de 24.750 MW de capacidade instalada. Cabe ressaltar que, considerando outras fontes de energia, “[...] entre os anos 2005 e 2013 foram realizados 27 leilões para contratação de energia elétrica, que resultaram na expansão de 67.378 MW da capacidade de geração no país” (MME e CMSE, 2014, p.4). Esse valor equivale à metade de toda a capacidade instalada no país, hoje em 134.716 MW.

Grande parte desses investimentos foi realizada por empreendedores privados que, após o processo de privatização e início do modelo de concessão, passaram a investir maciçamente em novos empreendimentos de geração. Tal como destacado por Tolmasquim (2014):

O país voltou a atrair capital privado para o investimento, além de trazer os investimentos da Eletrobras novamente. O modelo atraiu esse capital, justamente por reduzir os riscos dos investidores. Anterior à lei, havia um ambiente em que o investidor deveria construir e comercializar a energia. Isso trazia um problema em caso de crise econômica ou redução da demanda que poderia fazer com que esse investidor micasse com o projeto. E uma das grandes conquistas foi o contrato de longo prazo que dá garantia de receita. E com esse contrato de longo prazo, o empreendedor consegue financiamento junto ao BNDES. Ele só aporta garantias corporativas apenas durante a construção, ou seja, depois disso usa o seu PPA como garantia e isso permite investir em um maior número de projetos.

A experiência brasileira com leilões de energia foi destacada no trabalho “*Electricity auctions: an Overview of Efficient Practices*”, de MAURER e BARROSO (2011), realizado para o Banco Mundial, que compila a experiência em vários países e ressalta que os resultados apresentados pelo Brasil foram expressivos. “*Overall, new capacity auctions in Brazil have attracted the interest of both national and foreign investors*”⁷⁷ (MAURER e BARROSO, 2011, p. 36).

⁷⁷ “No geral, novos leilões de capacidade no Brasil têm atraído o interesse de investidores nacionais e estrangeiros” (MAURER e BARROSO, 2011, p. 36).

Com relação ao papel do Estado brasileiro na coordenação dos investimentos foi possível observar que, pelos dados apresentados, o Estado desenvolve parcialmente o papel de centro estratégico no setor, coordenando os agentes e as variáveis necessárias ao investimento. Nessa fase, o Estado atua como centro estratégico na coordenação dos estudos de inventário e EVTE, na definição da conexão de transmissão e no processo de licitação.

O principal problema nessa fase de investimento é a ausência de um centro estratégico na coordenação do licenciamento ambiental, que tem efeitos em outras partes do processo, como no licenciamento das linhas de transmissão. Nessa etapa é importante destacar a necessidade de fortalecimento das instituições que tratam de licenciamento ambiental no Brasil, como IBAMA, Secretarias Estaduais e FUNAI, para que processo de licenciamento seja feito realizado de forma completa e mais rápida.

Além da questão da ausência de centro estratégico no licenciamento, outras três questões merecem atenção especial: (i) o preço teto de energia dos leilões, que em algumas ocasiões tem estado muito baixo, o que pode gerar distorções; (ii) os leilões de energia não estão respeitando o prazo de 5 anos para a entrega da energia; e (iii) o atraso na entrada em operação das linhas de transmissão. As duas últimas questões devem ser ajustadas, já que podem ocasionar atrasos na entrada em operação dos projetos.

No caso da coordenação do aporte financeiro, a análise realizada demonstrou que o BNDES realiza o papel de centro estratégico de maneira satisfatória, coordenando os agentes e provendo recursos de longo prazo para a implantação dos empreendimentos.

Em resumo, como planejador da expansão o Estado brasileiro atua como centro estratégico na tentativa de promover a cooperação coordenada entre os agentes. No entanto, inúmeros são os ajustes necessários ao modelo, com vistas a superar algumas ineficiências que foram apontadas no presente trabalho, principalmente àquelas que ocasionam atraso na entrada em operação dos projetos.

Pode-se dizer, que em um setor complexo como o setor elétrico brasileiro, que apresenta tantas especificidades, o papel de planejador central não pode ser realizado pelo mercado, com o prejuízo de não se ter uma provisão adequada de energia necessária ao crescimento. Assim, mesmo com participação cada vez crescente dos agentes privados no setor, a participação do Estado é fundamental e coordenar relações na estrutura híbrida do SEB e na definição da direção dos investimentos.

CONCLUSÃO FINAL

O estudo de caso apresentado nesta dissertação buscou aplicar o conceito de centro estratégico à atuação do Estado. O ponto de partida foi o reconhecimento de que os processos de desenvolvimento têm problemas de falhas de coordenação, que nascem da incapacidade dos agentes privados de se coordenarem, levando à priorização de investimentos que proporcionam ganhos individuais em prejuízo de investimentos de longo prazo. Nesse contexto, o Estado, por ser um agente movido por objetivos mais amplos do que os interesses particulares, possui uma posição privilegiada para atuar coordenando os arranjos híbridos, especialmente quando os investimentos a serem realizados envolvem ativos específicos tão essenciais ao processo de desenvolvimento.

Do ponto de vista teórico esta dissertação busca contribuir para ampliar o escopo de aplicação do conceito de centro estratégico. Essa contribuição é importante já que grande parte das transações realizadas atualmente na economia pode ser tratada como envolvendo estruturas híbridas.

Com relação ao SEB, a introdução da iniciativa privada modificou a forma com a qual o setor era organizado anteriormente, com empresas públicas verticalizadas que realizavam todos os serviços baseados numa estrutura hierárquica. Com a desverticalização das empresas e a convivência de agentes públicos e privados no setor, aproximando-o de uma estrutura de governança híbrida, a questão da coordenação dos agentes se tornou essencial. No modelo híbrido brasileiro para implantação de projetos hidrelétricos, o setor público define o projeto (estudos de viabilidade técnica, definição das características físicas e econômicas) e, em seguida, chama o setor privado para projetar, construir, financiar e operar o projeto em regime de concessão de serviço público. Esse processo é formado por diversas etapas com a participação de empresas públicas, privadas e órgãos de governo, nas esferas estadual e federal.

Assim, o objetivo central do trabalho foi aplicar o conceito de centro estratégico à atuação do Estado brasileiro na coordenação dos atores no processo supracitado. Para tal foram segregados quatro objetivos específicos.

Em relação ao primeiro objetivo específico, descrever as características dos ativos de geração hidrelétrica, mapeando os principais riscos e os possíveis custos de transação que

podem surgir em sua implantação, observou-se que ativos do setor hidrelétrico possuem as especificidades de localização, atributos físicos, ativos dedicados e temporal. A existência dessas especificidades, juntamente com alto grau de incertezas no ambiente de suas transações, eleva os custos de transação e insere riscos às partes envolvidas. Os principais riscos dos investimentos no setor são os riscos de definição do projeto, construção, socioambiental, financiamento, comercialização e operação.

Ademais, sua característica de indústria de rede eleva o grau de complementaridade e dependência bilateral entre as etapas da produção, ressaltando a necessidade da coordenação dos investimentos na cadeia. Na hidroeletricidade é imprescindível a coordenação dos atores à montante e a jusante da cadeia, de forma a evitar descompassos que ocasionem perdas entre as partes.

Em relação ao segundo objetivo específico, apresentar o processo de implementação de novos empreendimentos hidrelétricos no modelo atual do SEB, identificando as principais relações que necessitam da figura de um ente coordenador, observou-se que o ciclo de implantação de UHEs no modelo brasileiro é claro e definido, sendo dividido em três ciclos principais: ciclo de formatação, ciclo de implantação e ciclo operacional. Assim, como forma de organizar a análise de acordo com esses ciclos, o presente trabalho segregou a coordenação do Estado no setor hidrelétrico em três níveis: investimentos, aporte financeiro e operação e comercialização, e focou nos dois primeiros níveis.

A coordenação de investimentos engloba o período de planejamento da expansão de energia. Nessa fase é importante garantir o investimento em todas as etapas da cadeia até a licitação do projeto à iniciativa privada. No caso brasileiro, a coordenação dos investimentos analisou as seguintes etapas: (i) inventário dos rios, EVTE e cálculo do preço teto do leilão, (ii) licenciamento ambiental prévio, (iii) conexão ao Sistema Interligado Nacional – SIN, e (iv) processo de licitação.

A coordenação do aporte financeiro se relaciona ao equacionamento das fontes de recursos ao projeto, dada a necessidade de elevados montantes de capital aos investimentos. No caso de países em desenvolvimento, que não possuem mercado de capitais desenvolvidos, a participação do Estado no financiamento de longo prazo pode ser essencial para a implementação dos projetos. Ademais, foi demonstrado que o principal mecanismo de financiamento à projetos de infraestrutura é o *project finance*, que possibilita um compartilhamento de riscos entre as partes envolvidas.

O terceiro objetivo específico era identificar instituições no Estado brasileiro candidatas à atuação como centro estratégico e os mecanismos de incentivo e controle utilizados para coordenar os investimentos e o aporte financeiro no setor. Assim, na coordenação dos investimentos foram identificados os seguintes centros estratégicos: EPE e ANEEL, no processo de inventário dos rios, EVTE e cálculo do preço teto do leilão; EPE e ANEEL, na coordenação dos ativos de transmissão; e ANEEL e CCEE, no processo de licitação e venda de energia. No caso do licenciamento ambiental prévio não foi identificada instituição do Estado desenvolvendo o papel de um centro estratégico.

Na fase de estudos e cálculo do preço de energia é importante ressaltar o papel desempenhado pela EPE, na revisão dos EVTEs realizados pelos empreendedores e na definição do preço teto do leilão. Esse controle reduz possíveis comportamentos oportunistas entre as partes, que podem ocasionar preços de energia elevados. Já a ANEEL, além do papel de agência reguladora, coordena o processo de estudos e aloca as recompensas entre os agentes presentes no arranjo híbrido.

No caso da intermediação entre os ativos de geração e transmissão, o principal papel do centro estratégico é na coordenação dos investimentos na transmissão e no cálculo do valor da tarifa devida pelos geradores às empresas transmissoras. Nesse caso, ele define as condições para o relacionamento entre as partes e aloca as recompensas dos participantes.

Na coordenação do licenciamento se constatou a ausência de um centro estratégico o que, juntamente com a descentralização existente nos órgãos que tratam do licenciamento ambiental, tem ocasionado o atraso na emissão das licenças prévias, prejudicando a inserção de novos projetos de geração nos leilões de energia. O principal problema no processo é o desentrosamento entre os órgãos de governo em nível federal, particularmente entre o MME e o Ministério de Meio Ambiente, além das exigências de órgãos ambientais de governos estaduais. Importante destacar que essa ausência não inviabilizou a implementação dos projetos, mas elevou os custos de transação dos mesmos.

Esse problema no licenciamento também tem prejudicado a coordenação dos ativos de transmissão, já que a emissão das licenças prévia e de instalação desses sistemas também está sofrendo atrasos. Nesse caso a falha é mais grave, já que o atraso na entrada em operação dos sistemas de transmissão pode causar desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica.

Outra relação coordenada na fase de investimentos é o processo de licitação. Nesse caso a principal ação do centro estratégico é na negociação dos contratos entre os

compradores de energia (distribuidoras) e os vendedores (geradores). As regras da relação entre essas duas partes são estabelecidas pelo centro estratégico, que define os mecanismos de controle, Contrato de Concessão e CCEARs, que irão reger a relação entre o poder público e as empresas durante o período de concessão.

No caso da coordenação do aporte financeiro o papel de centro estratégico é realizado pelo BNDES que se utiliza de uma série de mecanismos de incentivo e controle para disciplinar as partes. Previamente ao leilão, o BNDES manipula incentivos através da divulgação de condições de financiamento específicas para determinados leilões. Por meio dessa divulgação o BNDES consegue disciplinar as partes, nivelando o conhecimento e incentivando a participação dos agentes no leilão. Após a licitação o BNDES atua como coordenador da estrutura de *project finance*, onde utiliza mecanismos de controle e monitoramento como forma de disciplinar as partes, evitando assim comportamentos oportunistas. Sua atuação como centro estratégico diminui as incertezas e riscos relacionados à provisão de financiamento de longo prazo aos novos projetos de geração de energia.

O último objetivo específico visava reconhecer méritos e possíveis lacunas da atuação das instituições candidatas à centro estratégico, para melhor compreensão dos aspectos positivos ou negativos dessa atuação. Com relação a esse ponto foram levantadas três questões importantes: (i) o preço teto de energia dos leilões, que em algumas ocasiões tem estado muito baixo, o que pode gerar distorções; (ii) os prazos de entrega de energia, estabelecidos nos LEN, têm ficado inferiores aos 5 anos necessários para a construção; e (iii) o atraso na entrada em operação dos ativos de transmissão pode comprometer o suprimento da demanda e a qualidade do serviço, podendo provocar aumento da tarifa devido à necessidade do acionamento de geradores térmicos. Outro ponto importante de destaque é o aumento do risco operacional relacionado à utilização crescente de usinas hidrelétricas a fio d'água na matriz energética brasileira.

A principal contribuição almejada por esta pesquisa está na ampliação do escopo de atuação do Estado na economia, através da aplicação de um conceito desenvolvido para estruturas de governança híbridas privadas às relações do Estado. Os dados da pesquisa levam à conclusão de que a atuação do Estado brasileiro pode ser caracterizada como um centro estratégico para algumas relações. No entanto, ainda são necessários alguns ajustes no modelo, do ponto de vista do conceito de centro estratégico.

Assim, partindo-se do estudo de caso, foram identificadas outras possibilidades teóricas. A primeira foi a sugestão de que o centro estratégico pode coordenar não só agentes privados, mas também outros agentes dentro do próprio Estado, como na questão do licenciamento ambiental. A segunda foi a percepção de que a ausência de centro estratégico em determinada etapa do processo não inviabiliza a transação, mas aumenta consideravelmente os custos de transação no caso de uma estrutura híbrida.

Futuras pesquisas sobre o papel do Estado em arranjos híbridos poderão abordar aspectos relacionados a outros setores de forma a investigar quais os mecanismos de incentivo e controle estão ausentes/presentes de forma a coordenar os agentes e promover os investimentos em ativos específicos, necessários ao processo de desenvolvimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDIB/ABRATE. **Experiência das empresas brasileiras no desenvolvimento de projetos de transmissão – dificuldades socioambientais.** Workshop sobre licenciamento ambiental, gestão social e constituição de faixas de servidão. Ago. 2012.

AGUIAR FILHO, F.L. e ALENCAR, C. T., **Modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise da capacidade de atração de capital privado para investimento em geração de energia hidroelétrica.** Boletim Técnico da Escola Politécnica da USP, Departamento de Engenharia de Construção Civil, BT/PCC/496. São Paulo: EPUSP, 2008.

ALCHIAN, A.; DEMSETZ, H. **Production, information costs and economic organizations.** American Economic Review, v. 62, n. 51, p. 777-795, 1972.

ALÉM, A. C.; GIAMBIAGI, F. (orgs.). **O BNDES em um Brasil em Transição.** Rio de Janeiro, BNDES, 2010.

ANA [Agência Nacional de Águas]. **Aproveitamento do Potencial Hidráulico para Geração de Energia.** Caderno de Recursos Hídricos. Brasília: ANA, 2005.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** Agência Nacional de Energia Elétrica. – Brasília. 2002. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par2_cap3.pdf> . Acesso em: 12 fev. 2104. .

_____. **BIG – Banco de Informações de Geração.** Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>> . Acesso em: 09 jan. 2014.

_____. **Relatório de Julgamento. Análise de Habilitação – UHE São Manoel.** Edital de Leilão nº 10/2013 – ANEEL. 26 fev. 2014. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Rel_Analise_Habilitacao_UHE-Sao-Manoel.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2014.

ARAÚJO JR., J.T., **Regulação e concorrência em setores de infraestrutura.** Estudos e Pesquisas no 94, XVII Fórum Nacional - China e Índia como Desafio e Exemplo e a Reação do Brasil ... para Cima, 2005.

ATRASSO de Belo Monte. Opinião. Jornal O Estado de São Paulo, São Paulo, 7 jul. 2014. Disponível em <<http://opiniao.estadao.com.br/noticias/geral,o-atraso-de-belo-monte-imp-1524787>> Acesso em: 14 ago. 2014.

AZEREDO, A. R. **Financiamento de longo prazo no Brasil: *project finance* como alternativa para a infraestrutura.** Rio de Janeiro: UFRJ/Coppead, 1999.

BAJAY, S. **Avaliação crítica do atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro.**

Trabalho apresentado no XIII Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, nov. 2010

BARNARD, C., **The Functions of the Executive**. Cambridge, MA: Harvard University Press, 1938.

BARROSO, L., ROSENBLATT, J. e BEZERRA, B., **Seis anos de Leilões de Energia Nova no Brasil, Lições aprendidas e sugestões de aprimoramento**. XXI SNPTEE- Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia, 26-28 de outubro de 2011, Florianópolis.

BERMANN, C. **Impasses e controvérsias da hidreletricidade**. Estud. av., v. 21, n. 59, p. 139- 153, 2007.

BNDES. **BNDES: 50 Anos de Desenvolvimento**. São Paulo, DBA Artes Gráficas, 2002.

_____. **Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito N° 08.2.1120.1, entre o Banco Nacional De Desenvolvimento Econômico E Social - BNDES e a Santo Antônio Energia S.A.** Rio de Janeiro. Dez. 2009.

_____. **Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito N° 12.2.1238.1, entre o Banco Nacional De Desenvolvimento Econômico E Social - BNDES e a Norte Energia S.A.** Rio de Janeiro. Dez. 2012.

_____. **Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES. Normas e Instruções de Acompanhamento**. BNDES. 1987. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/productos/download/disaplic.pdf>. Acesso em: 16 ago. 2014.

BONOMI, C.A. e MALVESSI, O. **Project Finance no Brasil: Fundamentos e Estudo de Casos**. São Paulo: Atlas, 2004.

BORGES L. F. X., e FARIA, V. C. S., **Project Finance: Considerações sobre a Aplicação em Infraestrutura no Brasil**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, V. 9, N. 18, P. 241-280, dez. 2002

BRANDSEN, T.; KARRE, P.; HELDERMAN, J.K. **The risks of hybrid organizations: expectations and evidence**. NISPACEE Conference. Budva, 2009.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado Federal: Centro Gráfico, 1988.

CARVALHO, M.C. **Financiamento da geração hidrelétrica de grande porte no Brasil: evolução e perspectivas**. Dissertação de mestrado apresentada no Programa de Pós-Graduação em Energia - Instituto de Eletrotécnica e Energia. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo – USP. São Paulo, 2013.

CASTRO, N., MARTELO, E. e DASSIE, A.M., **O Descompasso entre Transmissão e Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Canal Energia Online, São Paulo. 11 abr. 2012. Disponível em <

<http://www.ie.ufrj.br/clipping/download/O%20Descompasso%20entre%20Transmissao%20e%20Geracao%20de%20Energia%20Eletrica%20no%20Brasil.pdf>> Acesso em: 11 jul.2014.

CHANG, H.-J. **The political economy of industrial policy**. New York: Palgrave Macmillan, 1996.

CHIGANER, L., RIBEIRO, A., MELLO, J.C. et al. **A reforma do setor elétrico brasileiro: aspectos institucionais**. Em Encontro de Energia no meio rural, Campinas, 2002.

COELHO, C.M.C.S; **Modes of governance and public service efficiency**. Tese de doutorado. Institute of Local Government Studies School of Public Policy: University of Michigan, Mai. 2007.

CORRÊA, G. S. **Implicações regulatórias da imprecisão da definição de elementos do projeto básico: caso das outorgas de aproveitamentos hidrelétricos**. Tribunal de Contas da União – Instituto Serzedello Corrêa. Brasília – DF, 2011.

COUTINHO, L., **O desempenho do BNDES**. Apresentação realizada na Comissão e de Assuntos Econômicos e na Comissão de Relações Exteriores e Defesa Nacional do Senado Federal. Brasília. 25/03/2014. Disponível em <<http://www19.senado.gov.br/sdleg-getter/public/getDocument?docverid=cef65b86-f21c-469d-b1bd-c74d9edf3ec3;1.0.>> Acesso em: 20 mai. 2014.

CROCKER, K. J; MASTEN, S. E. **Regulation and Administered Contracts Revisited: Lessons from Transaction-Cost Economics for Public Utility Regulation**. Journal of Regulatory Economics, v. 9, n. 1, p. 5-39, 1996.

D'ARAUJO, J.L. **A Questão do Investimento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma e Crise**. Em: XXI Encontro Nacional de Pós-Graduação de Economia ANPEC: Salvador, 2001.

EIA – US Energy Information Administration. International Energy Statistics. Disponível em <<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=33&aid=7&cid=regions&syid=2007&eyid=2011&unit=MK>> acessado em 15.01.2014.

EICHENGREEN, B., **Financing infrastructure in developing countries: Lessons from the railway age**. The World Bank Research Observer, v. 10, no 1, 1995.

EPE. **Metodologia para Avaliação Processual de Usinas Hidrelétricas**. Série Estudo do meio ambiente. Nota Técnica DEA18/12. Rio de Janeiro, Dez. 2012.

ESPOSITO, A., **Contexto e panorama dos investimentos no setor elétrico brasileiro**. Em Perspectivas do Investimento: 2010 – 2013. p. 228 – 256. BNDES, mar. 2011.

ESTACHE, A., PERELMAN, S. e TRUJILLO, L. **Infrastructure reform in developing countries: evidence from a survey of economic performance measures**. In: Coelli, Tim; Lawrence, Denis (eds.). *Performance measurement and regulation of network utilities*. Cheltenham, UK: Edward Elgar, 2006.

ESTY, B., **Returns on project-financed investments: Evolution and managerial implications**. *Journal of Applied Corporate Finance*, 15(1): 71–86, 2002.

_____. **The economic motivations for using project finance**, Harvard Business School mimeo, Feb. 2003.

EVANS, P. B. **Embedded autonomy: states and industrial transformation**. Princeton, N.J: Princeton University Press, 1995.

FACURI, M. F., **A implantação de usinas hidrelétricas e o processo de licenciamento ambiental: a importância da articulação entre os setores elétrico e de meio ambiente no Brasil**. Dissertação apresentada ao Programa de Pós graduação em Engenharia da Energia da Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, MG, dez. 2004.

FERRAZ, J.C, et al., **O BNDES e o Financiamento do desenvolvimento**. REVISTA USP Nº 83. P. 69-80, São Paulo, março/abril/maio, 2012.

FIANI, R. **Cooperação e conflito: instituições e desenvolvimento econômico**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011.

_____. **Arranjos institucionais e desenvolvimento: o papel da coordenação em estruturas híbridas**. Texto para discussão. Instituto de Pesquisa Aplicada Econômica Aplicada – Brasília: Rio de Janeiro: IPEA, 2013.

FIGUEIREDO, A. C. L. **Assimetria de Informação, Competição e Leilões de Energia**. *Revista do TCU*, ano 41, número 114, Brasil, pag. 15-24 janeiro/Abril 2009.

FINNERTY, J. B. **Project Finance: asset based financial engineering**. New York: JohnWiley & Sons, Inc. 1996.

GOLDENBERG, J. e PRADO, L. T. S., **Reforma e crise do setor elétrico no período FHC**. *Tempo soc.* [online]. 2003, vol.15, n.2, pp. 219-235. ISSN 0103-2070.

GRIMSEY, D. e LEWIS, M. **Evaluating the risks of public private partnerships for infrastructure projects**. *International Journal of Project Management*, p. 107-118, 2002.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações**. White Paper / Edição nº 7 / mai. 2012.

IPEA, **Infraestrutura e Planejamento no Brasil - Coordenação estatal da regulação e dos**

incentivos em prol do investimento – o caso do setor elétrico. Relatório de Pesquisa. Brasília, 2012.

KLEIN, B. & CRAWFORD, R. G. & ALCHIAN A. A., **Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process**, The Journal of Law and Economics, Londres, vol.XXI, pp-297-326, 1978.

KOOPMANS, T. **Three essays on the state of economic science**. New York: McGraw-Hill, 1957.

KUMARASWAMY, M. e ZHANG, X. **Governmental role in BOT-led infrastructure development**. International Journal of Project Management 19, p. 195±205, 2001.

LOSEKANN, L. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro: coordenação e concorrência**. Tese (Doutorado) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

MACHADO, C., et.al., **BELO MONTE: Enfim, as águas vão rolar... Gerando energia elétrica para um Brasil real**. Análise Legislativa Excelência Energética. São Paulo, 2009. Disponível em http://www.excelenciaenergetica.com.br/pdf/arquivo_76.pdf. Acesso em: 14 ago. 2014.

MAURER, L.T.A.; BARROSO, L.A., **Electricity auctions: an overview of efficient practices**. A World Bank study. Washington, DC: World Bank, 2011.

MÉNARD, C. **The Economics of Hybrid Organization**. Journal of Institutional and Theoretical Economics. 160: 1-32, 2004.

_____. **Hybrid modes of organization: alliances, joint ventures, networks, and other “strange” animals**. In Robert Gibbons and John Roberts (eds) HANDBOOK OF ORGANIZATIONAL ECONOMICS Princeton: Princeton University Press, 2011.

_____. **Hybrid organizations**. In: KLEIN, P. G.; SYKUTA, M. E. The Elgar companion to transaction costs economics. Reino Unido: Cheltenham, 2010.

MÉNARD, C.; SHIRLEY, M. M. **Handbook of new institutional economics**. Dordrecht: Springer, 2005.

MINISTÉRIO DA JUSTIÇA – MJ. **Combate à cartéis em licitações. Guia prático para pregoeiros e membros de comissões de licitação**. Departamento de Defesa Econômica. Secretaria de Direito Econômico. Brasília – DF, 2008. Disponível em : < http://www.comprasnet.gov.br/banner/seguro/Cartilha_Licitacao.pdf> Acesso em: 20 ago. 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília. Jul. 2003.

_____. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas**. Edição 2007. Brasília. Disponível em [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/09_Setembro/Manual de Inventario Edico 2007.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/09_Setembro/Manual_de_Inventario_Edicao_2007.pdf). Acesso em: 12 fev. 2014.

_____. **Contrato de Concessão nº 01/2010-MME-UHE Belo Monte**. Serviço Público Federal. Brasília. 26/08/2010. Disponível em < [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos Aplicacao/Contrato%20Belo%20Monte.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos_Aplicacao/Contrato%20Belo%20Monte.pdf)>. Acesso em: 30 jul. 2014.

_____. **Resenha Energética Brasileira**. Exercício de 2012. Brasília, 2013.

MME e EPE. **Plano nacional de energia 2030: geração hidrelétrica**. Brasília, 2008. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_3.pdf> . Acesso em: 30 mar. 2014.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia, 2022**. Brasília: MME/EPE, 2013. Disponível em < <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2022.pdf>> Acesso em: 14 jul. 2014.

MME e CMSE. **Ata da 142a Reunião do CMSE**, Brasília – DF. Abril, 2014a. Disponível em: < [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CMSE/relatorios_reunioes/2014/CMSE - Ata da 142x Reunio xOrdinriax x02-04-2014x.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CMSE/relatorios_reunioes/2014/CMSE_-_Ata_da_142x_Reunio_xOrdinriax_x02-04-2014x.pdf)> Acesso em: 07 jul. 2014.

_____. **Ata da 143a Reunião do CMSE**, Brasília – DF. Maio, 2014b. Disponível em: < [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CMSE/relatorios_reunioes/2014/CMSE - Ata da 143x Reunio xOrdinriax x07-05-2014x.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CMSE/relatorios_reunioes/2014/CMSE_-_Ata_da_143x_Reunio_xOrdinriax_x07-05-2014x.pdf)>. Acesso em: 07 jul. 2014.

NETO, J. D., **Aspectos regulatórios e competitivos da contratação de usinas térmicas a gás natural no Brasil**. Dissertação - Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas da Universidade Federal do Paraná, Curitiba , 2013.

NEVITT, P. e FABOZZY, F., **Project Financing**. 7a ed. London: Euromoney Books, 2000.

NEWBERY, D., **Privatization, restructuring, and regulation of network utilities**. Londres: MIT Press, 2000.

NORTH, D. **Institutions, institutional change and economic performance**. Cambridge: Cambridge University Press, 1990.

OLIVEIRA, A. (coord.), **Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico brasileiro**. Relatório de pesquisa patrocinado pelo PNUD/IPEA/FUNDAP, mai. 1997.

RAINEY, H. G. **Understanding & managing public organisations**. Second edition, Jossey-Bass, San Francisco, 1997.

REGO, E. E., **Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações**. Tese de doutorado. Programa de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo. 2012.

RICHARDSON, G. **Planning versus Competition**. Soviet Studies, Vol. 22, No. 3 (Jan., 1971).

SALES, C.J., **Os enormes desafios da transmissão de energia**. Artigo publicado no Jornal Valor Econômico em 11 ago. 2011.

SANTANA, E.A e OLIVEIRA, C. A., **A Economia dos Custos de Transação e a Reforma na Indústria de Energia Elétrica no Brasil**. in: BORENSTEIN, C.R. et.all. (org). *Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro*. editora Sagra Luzzatto, Porto Alegre, primeira edição, 1999.

_____. **A estrutura de governança da indústria de energia elétrica. Uma análise através da Economia dos Custos de Transação**. Revista de Economia Contemporânea, Rio de Janeiro, 4(1): 147-178, jan./jun. 2000.

SARAIVA, A., **BNDES divulga regras para financiamento de geradores eólicos**. Valor Econômico, Rio de Janeiro. 12 dez. 2012. Disponível em <<http://www.valor.com.br/brasil/2938250/bndes-divulga-regras-para-financiamento-de-geradores-eolicos>>. Acesso em: 11 jul. 2014.

SIFFERT, N.F., et al., **O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de Project finance**. BNDES Setorial, n. 29, p.3 – p.36, mar. 2009.

SIFFERT, N.F., **A expansão da infraestrutura no Brasil e o Project Finance**. In: ALÉM, A. C.; GIAMBIAGI, F. (orgs.). **O BNDES em um Brasil em Transição**. p.211-224. Rio de Janeiro, BNDES, 2010.

SIFFERT, N.F., et. al., **Um olhar Territorial para o desenvolvimento: Amazônia**. In: SIFFERT, N. , CARDOSO, M., MAGALHÃES, W. e LASTRES, H. (orgs.). Rio de Janeiro: BNDES. 2014.

SKELCHER, C. **What do we mean when we talk about ‘hybrids’ and ‘hybridity’ in public management and governance?** Working Paper, Institute of Local Government Studies, Birmingham: University of Birmingham, 2012.

TADELIS e WILLIAMSON, **Transaction cost economics**. University of California, Berkeley, 2012. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=2020176>. Acesso em: 23 set. 2013.

TOLMASQUIM, M. T.; **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2011.

_____. **Marco regulatório fortaleceu setor para momento atual**. [18/03/2014]. Agência Canal Energia. Entrevista concedida a Mauricio Godoi. Disponível em: < http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos_e_Entrevistas.asp?id=100173 >. Acesso em 25 jun. 2014.

UDERMAN, S. e CAVALCANTE, L.R. **O papel do BNDES no financiamento do setor de energia elétrica no Brasil**. Parcerias Estratégicas. v. 16, n. 33, p. 257-280. Brasília-DF. jul-dez. 2011.

VELLOSO, R., FREITAS, P.S. e ABBUD, O., **Energia elétrica a caminho do estrangulamento. Tarifas de energia artificialmente baixas e excesso de intervenção estatal provocam ineficiência econômica e inibem a expansão do setor**. Editora Fórum Nacional, 1ª edição, 2014.

WADE, R. **Governing the market: Economic theory and the role of government in East Asian industrialization**. Princeton, N.J: Princeton University Press, 2004.

WILLIAMSON, O. **The mechanisms of governance**. New York: Oxford University Press, 1996.

_____. **The Organization of Industry**. Economic Journal 82, pp.883-896, 1972.

_____. **The Economic Institutions of Capitalism**. New York: The Press, cap 1 e 4, 1985.

_____. **Economic organization: firms, markets and policy control**. New York: New York University Press, 1986.

_____. **A comparison of alternative approaches to economic organization**. In: FURUBOTN, E. G.; RICHTER, R. (Ed.). *The new institutional economics: a collection of articles from the journal of institutional and theoretical economics*. College Station, Texas: Texas A&M University Press, 1991.

_____. **The mechanisms of governance**. New York: Oxford University Press, 1996.

_____. **Some Principles of Economic Organization** en Foss, N. y B. Loasby. *Economic Organization, Capabilities and Coordination. Essays in Honor of G.B. Richardson*. Routledge, London, 1998.

_____. **Public and Private Bureaucracies: a Transaction Cost Economics Perspective**. In *Journal of Law, Economics & Organization*, 15 (1):306-342, 1999.

WORLD BANK. **Financing of Private Hydropower Projects**. WORLD BANK DISCUSSION PAPER NO. 420, Jul. 2000.

WOOD JR., T. **Organizações Híbridas**. Revista de Administração de Empresas. São Paulo. v. 50. n. 2 , p. 241-247, 2010.

ZIMMERMANN, M. P., **Aspectos técnicos e legais associados ao planejamento da expansão de energia elétrica no novo contexto regulatório brasileiro**. Dissertação de mestrado, Departamento de Engenharia elétrica – PUC, Rio de Janeiro, 2007.

ZYLBERSZTAJN, D., **Estruturas de governança e coordenação do Agribusiness: uma aplicação da Nova Economia das Instituições**. Tese de livre docência apresentada no Departamento de Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo. São Paulo: 1995.

**APÊNDICE A - NOVOS EMPREENDIMENTOS EM IMPLANTAÇÃO DECORRENTES DE
LEILÕES DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA (2005 A 2013)**

Leilão	Data do Leilão	Características principais				Dados do Leilão				Participação da Eletrobrás	Financiamento		
		UHE	UF	MW	MW médios	Preço Teto (R\$/MWh)	Preço ofertado (R\$/MWh)	deságio	% venda ACR		Project Finance	Financiamento do BNDES (R\$ mil)	Agentes Financeiros (R\$ mil)
1º LEN 2005	16/dez/05	Baguari	MG	140,0	80,2	119	115,1	-3,28%	100%	15,00%	não	362.167,39	0,00
1ª LEN 2005	16/dez/05	Batalha	GO/MG	52,5	48,8	119	114,7	-3,61%	100%	100,00%	não	224.000,00	0,00
1º LEN 2005	16/dez/05	Foz do Rio Claro	GO	68,4	41,0	119	108,04	-9,21%	100%	0,00%	sim	201.630,00	0,00
1º LEN 2005	16/dez/05	Passo São Joao	RS	77,0	39,1	119	112,55	-5,42%	100%	100,00%	não	183.329,95	0,00
1ª LEN 2005	16/dez/05	Retiro Baixo	MG	82,0	38,5	119	114,86	-3,48%	100%	49,00%	sim	185.185,50	0,00
1ª LEN 2005	16/dez/05	São José	RS	51,0	30,4	119	115,8	-2,69%	100%	0,00%	sim	168.200,00	0,00
1ª LEN 2005	16/dez/05	Simplicio	RJ/MG	333,7	191,3	119	115,38	-3,04%	100%	100,00%	não	1.034.410,40	0,00
3º LEN 2006	10/out/06	Dardanelos	MT	261,0	154,9	121	112,68	-6,88%	100%	49,49%	sim	485.090,00	0,00
3º LEN 2006	10/out/06	Mauá	PR	361,0	187,7	116,35	112,96	-2,91%	100%	49,00%	não	351.916,91	351.916,91
1º LPE 2007	10/dez/07	Santo Antônio	RO	3.150,0	2.218,0	122	78,87	-35,35%	70%	39,00%	sim	3.092.586,20	3.092.586,20
2º LPE 2008	19/mai/08	Jirau (1)	RO	4.200,0	2.393,9	85,02	71,37	-16,06%	70%	40,00%	sim	4.797.500,00	4.747.500,00
7º LEN 2008	30/set/08	Baixo Iguaçu (2)	PR	350,0	172,8	123	98,98	-19,53%	70%	0,00%	sim	-	-
3º LPE 2010	20/abr/10	Belo Monte	PA	11.233,0	4.571,0	83	77,97	-6,06%	70%	49,00%	sim	13.500.000,00	9.000.000,00
10º LEN 2010	30/jul/10	Colíder	MT	300,0	179,6	116	103,4	-10,86%	70%	0,00%	não	1.056.407,59	-
10º LEN 2010	30/jul/10	Ferreira Gomes	AP	252,0	150,2	83	69,78	-15,93%	70%	0,00%	sim	470.610,00	-
10º LEN 2010	30/jul/10	Garibaldi	SC	191,9	83,1	133	107,98	-18,81%	70%	0,00%	sim	367.830,00	-
11º LEN 2010	17/dez/10	Santo Antônio do Jari	AP/PA	373,4	217,7	104	104	0,00%	90%	0,00%	sim	736.807,00	-
11º LEN 2010	17/dez/10	Teles Pires	MT/PA	1.820,0	930,7	87	58,35	-32,93%	90%	49,00%	sim	1.212.000,00	1.200.000,00
13º LEN 2011	20/dez/11	São Roque	SC	135,0	90,9	123	91,2	-25,85%	90%	0,00%	sim	267.050,00	140.000,00
12º LEN 2012	18/ago/11	Cachoeira do Caldeirão	AP	219,0	129,7	101	95,31	-5,63%	100%	0,00%	sim	-	-
18º LEN 2013	13/dez/13	São Manuel	MT	700,0	421,7	107	83,49	-21,97%	100%	33,30%	sim	-	-
18º LEN 2013	13/dez/13	Sinop	MT	400,0	239,8	118	109,4	-7,29%	90%	49,00%	sim	-	-

Leilão	UHE	Entrada em operação					Licenciamento	
		Entrada 1ª máquina em operação (contrato de concessão)	Entrada em operação comercial - 1ª máquina	Entrada em operação todas unidades (contrato de concessão)	Entrada em operação comercial plena - todas as unidades	Antecipado, Atrasado ou No cronograma?	Data prevista no contrato de concessão	Data da emissão da LI
1º LEN 2005	Baguari	30/set/09	30/set/09	30/abr/10	30/jul/10	Atrasado	-	15/dez/06
1ª LEN 2005	Batalha	30/jun/09	05/fev/14	30/jul/09	05/fev/14	Atrasado	-	02/abr/08
1º LEN 2005	Foz do Rio Claro	01/jun/10	05/ago/10	01/set/10	21/nov/10	Atrasado	-	17/abr/07
1º LEN 2005	Passo São Joao	30/set/09	30/mar/12	01/jan/10	30/jul/12	Atrasado	-	18/set/07
1ª LEN 2005	Retiro Baixo	30/abr/09	04/fev/10	15/jun/09	12/abr/10	Atrasado	-	10/nov/06
1ª LEN 2005	São José	01/abr/09	29/mar/11	01/ago/09	04/jun/11	Atrasado	-	04/set/07
1ª LEN 2005	Simplicio	30/set/10	05/jun/13	30/abr/11	05/jun/13	Atrasado	-	02/ago/07
3º LEN 2006	Dardanelos	01/jan/11	20/ago/11	31/ago/11	14/set/11	Atrasado	-	03/mar/07
3º LEN 2006	Mauá	01/jan/11	23/nov/12	01/jul/11	04/jan/13	Atrasado	-	18/mar/08
1º LPE 2007	Santo Antônio	01/dez/12	30/mar/12	01/jun/16	-	Antecipado	31/ago/08	18/ago/08
2º LPE 2008	Jirau (1)	31/jan/13	01/ago/13	31/out/16	-	Atrasado	31/jul/09	03/jun/09
7º LEN 2008	Baixo Iguaçu (2)	25/abr/16	-	23/ago/16	-	-	31/jan/13	17/mar/13
3º LPE 2010	Belo Monte	28/fev/15	-	31/jan/19	-	-	31/mar/11	01/jun/11
10º LEN 2010	Colíder	30/dez/14	-	30/abr/15	-	-	01/fev/11	21/dez/10
10º LEN 2010	Ferreira Gomes	30/dez/14	-	30/abr/15	-	-	05/out/10	10/jun/11
10º LEN 2010	Garibaldi	30/out/14	24/set/13	30/dez/14	16/dez/13	Antecipado	30/jul/11	02/fev/11
11º LEN 2010	Santo Antônio do Jari	30/out/14	-	30/dez/14	-	-	03/jun/11	03/jun/11
11º LEN 2010	Teles Pires	30/abr/15	-	30/set/15	-	-	30/jun/11	19/ago/11
13º LEN 2011	São Roque	01/jan/16	-	01/mar/16	-	-	31/out/12	10/dez/13
12º LEN 2012	Cachoeira do Caldeirão	01/jan/17	-	01/mar/17	-	-	15/ago/13	05/ago/13
18º LEN 2013	São Manuel	01/jan/18	-	01/set/18	-	-	01/jul/14	-
18º LEN 2013	Sinop	01/jan/18	-	01/mar/18	-	-	30/jun/14	17/mar/14

Leilão	UHE	Sistema de Transmissão						
		Novo ou existente?	Subestação	Data do leilão do sistema de transmissão	Data da emissão da LI do sistema de transmissão	Entrada em operação prevista no contrato de concessão	Entrada em operação do sistema de transmissão	Atraso na entrada em operação da LT
1º LEN 2005	Baguari	Existente	SE Mesquita	-	-	-	-	não
1ª LEN 2005	Batalha	Existente	SE Paracatu 1	-	-	-	-	não
1º LEN 2005	Foz do Rio Claro	Novo	SE Cachoeira Alta	-	-	-	-	não
1º LEN 2005	Passo São Joao	Existente	SE de Missões	-	-	-	-	não
1ª LEN 2005	Retiro Baixo	Existente	SE Curvelo 2	-	-	-	-	não
1ª LEN 2005	São José	Existente	SE Cerro Largo	-	-	-	-	não
1ª LEN 2005	Simplicio	Existente	SE Rocha Leão	-	-	-	-	não
3º LEN 2006	Dardanelos	Novo	SE Juína	27/jun/08	30/set/09 (3)	27/jun/10	13/jun/11	sim
3º LEN 2006	Mauá	Existente	SE Figueira	-	-	-	-	não
1º LPE 2007	Santo Antônio	Novo	SE Coletora Porto Velho	26/nov/08	08/jun/11	26/fev/12	29/nov/13	sim
2º LPE 2008	Jirau (1)	Novo	SE Coletora Porto Velho	26/nov/08	08/jun/11	26/fev/12	29/nov/13	sim
7º LEN 2008	Baixo Iguaçu (2)	Existente	SE Cascavel Oeste	-	-	-	-	-
3º LPE 2010	Belo Monte	Novo	SE Xingu	07/fev/14	-	-	-	-
10º LEN 2010	Colíder	Novo	SE Claudia	09/mar/12	05/fev/13	10/jan/15	-	-
10º LEN 2010	Ferreira Gomes	Novo	SE Macapá	27/jun/08	22/out/10	16/out/11	21/jan/14	sim
10º LEN 2010	Garibaldi	Novo	SE Abdon Batista	16/dez/11	28/mai/13 (3)	10/mai/14	-	sim (4)
11º LEN 2010	Santo Antônio do Jari	Novo	SE Laranjal	27/jun/08	08/jun/11	16/out/11	21/jan/14	sim
11º LEN 2010	Teles Pires	Novo	SE Paranaíta	09/mar/12	05/fev/13	10/jan/15	-	-
13º LEN 2011	São Roque	Novo	SE Abdon Batista	16/dez/11	28/mai/13 (3)	10/mai/14	-	-
12º LEN 2012	Cachoeira do Caldeirão	Novo	SE Macapá	27/jun/08	08/jun/11	16/out/11	21/jan/14	sim
18º LEN 2013	São Manuel	Novo	SE Paranaíta	09/mar/12	05/fev/13	10/jan/15	-	-
18º LEN 2013	Sinop	Novo	SE Claudia	09/mar/12	05/fev/13	10/jan/15	-	-

Fonte: Elaboração própria com informações de: ANEEL, EPE, ONS, IBAMA, BNDES, Diário Oficial, Tolmasquim (2011, p. 199) e demonstrações financeiras das empresas.

- (1) No 12º LEN 2012 foi leiloadada a ampliação de 450MW e 209,3 MW médios da UHE Jirau ao preço de R\$ 102/MW. O valor informado já contempla essa ampliação
- (2) O leilão foi realizado em 2008, porém o Contrato de concessão só foi assinado em 2012, já que a empresa não conseguiu a emissão da licença de instalação.
- (3) Data da emissão da licença do último trecho.
- (4) Para escoar a energia referente ao adiantamento na entrada em operação, a empresa construiu uma LT para se conectar-se ao SIN, dessa forma conseguiu vender a energia.