

PROJETO
PiB
Perspectivas do
Investimento no
Brasil



Sistema Produtivo **01**

Perspectivas do Investimento em
Energia

Instituto de Economia da UFRJ
Instituto de Economia da UNICAMP

Após longo período de imobilismo, a economia brasileira vinha apresentando firmes sinais de que o mais intenso ciclo de investimentos desde a década de 1970 estava em curso. Caso esse ciclo se confirmasse, o país estaria diante de um quadro efetivamente novo, no qual finalmente poderiam ter lugar as transformações estruturais requeridas para viabilizar um processo sustentado de desenvolvimento econômico. Com a eclosão da crise financeira mundial em fins de 2008, esse quadro altamente favorável não se confirmou, e novas perspectivas para o investimento na economia nacional se desenham no horizonte.

Coordenado pelos Institutos de Economia da UFRJ e da UNICAMP e realizado com o apoio financeiro do BNDES, o Projeto PIB - Perspectiva do Investimento no Brasil tem como objetivos:



- Analisar as perspectivas do investimento na economia brasileira em um horizonte de médio e longo prazo;
- Avaliar as oportunidades e ameaças à expansão das atividades produtivas no país; e
- Sugerir estratégias, diretrizes e instrumentos de política industrial que possam auxiliar na construção dos caminhos para o desenvolvimento produtivo nacional.

Em seu escopo, a pesquisa abrange três grandes blocos de investimento, desdobrados em 12 sistemas produtivos, e incorpora reflexões sobre oito temas transversais, conforme detalhado no quadro abaixo.

ECONOMIA BRASILEIRA	BLOCO	SISTEMAS PRODUTIVOS	ESTUDOS TRANSVERSAIS
	INFRAESTRUTURA	Energia Complexo Urbano Transporte	Estrutura de Proteção Efetiva Matriz de Capital
	PRODUÇÃO	Agronegócio Insumos Básicos Bens Salário Mecânica Eletrônica	Emprego e Renda Qualificação do Trabalho Produtividade, Competitividade e Inovação
	ECONOMIA DO CONHECIMENTO	TICs Cultura Saúde Ciência	Dimensão Regional Política Industrial nos BRICs Mercosul e América Latina

COORDENAÇÃO GERAL

Coordenação Geral - David Kupfer (IE-UFRJ)

Coordenação Geral Adjunta - Mariano Laplane (IE-UNICAMP)

Coordenação Executiva - Edmar de Almeida (IE-UFRJ)

Coordenação Executiva Adjunta - Célio Hiratuka (IE-UNICAMP)

Gerência Administrativa - Carolina Dias (PUC-Rio)

Coordenação de Bloco

Infra-Estrutura - Helder Queiroz (IE-UFRJ)

Produção - Fernando Sarti (IE-UNICAMP)

Economia do Conhecimento - José Eduardo Cassiolato (IE-UFRJ)

Coordenação dos Estudos de Sistemas Produtivos

Energia – Ronaldo Bicalho (IE-UFRJ)

Transporte – Saul Quadros (CENTRAN)

Complexo Urbano – Cláudio Schüller Maciel (IE-UNICAMP)

Agronegócio - John Wilkinson (CPDA-UFRJ)

Insumos Básicos - Frederico Rocha (IE-UFRJ)

Bens Salário - Renato Garcia (POLI-USP)

Mecânica - Rodrigo Sabbatini (IE-UNICAMP)

Eletrônica – Sérgio Bampi (INF-UFRGS)

TICs- Paulo Tigre (IE-UFRJ)

Cultura - Paulo F. Cavalcanti (UFPB)

Saúde - Carlos Gadelha (ENSP-FIOCRUZ)

Ciência - Eduardo Motta Albuquerque (CEDEPLAR-UFMG)

Coordenação dos Estudos Transversais

Estrutura de Proteção – Marta Castilho (PPGE-UFF)

Matriz de Capital – Fabio Freitas (IE-UFRJ)

Estrutura do Emprego e Renda – Paul Baltar (IE-UNICAMP)

Qualificação do Trabalho – João Sabóia (IE-UFRJ)

Produtividade e Inovação – Jorge Britto (PPGE-UFF)

Dimensão Regional – Mauro Borges (CEDEPLAR-UFMG)

Política Industrial nos BRICs – Gustavo Brito (CEDEPLAR-UFMG)

Mercosul e América Latina – Simone de Deos (IE-UNICAMP)

Coordenação Técnica

Instituto de Economia da UFRJ

Instituto de Economia da UNICAMP

Projeto financiado com recursos do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O conteúdo ou as opiniões registrados neste documento são de responsabilidade dos autores e de modo algum refletem qualquer posicionamento do Banco.

REALIZAÇÃO



Fundação Universitária
José Bonifácio

APOIO FINANCEIRO



Ministério do
Desenvolvimento, Indústria
e Comércio Exterior



Documento Não Editorado



PROJETO PERSPECTIVAS DO INVESTIMENTO NO BRASIL

BLOCO: INFRAESTRUTURA

SISTEMA PRODUTIVO: ENERGIA

COORDENAÇÃO: RONALDO BICALHO

**DOCUMENTO SETORIAL:
ENERGIA ELÉTRICA**

André S. Leite

Dezembro de 2008.

PROJETO PIB
PERSPECTIVA DO INVESTIMENTO NO BRASIL

Introdução

O objetivo deste estudo é analisar as tendências de investimento do setor elétrico brasileiro, no curto e no médio prazos.

Os objetivos específicos são:

- ✓ Analisar a dinâmica global dos investimentos na indústria elétrica;
- ✓ Desenhar um cenário de curto e médio prazo para os investimentos no setor elétrico brasileiro;
- ✓ Propor políticas para o setor elétrico.

Capítulo 1 – Dinâmica global do investimento

Este capítulo visa a analisar a dinâmica global dos investimentos no setor elétrico. Embora o setor elétrico brasileiro não tenha relações expressivas¹ com o exterior, é interessante notar que as reformas (e as crises) no setor elétrico brasileiro se deram de forma síncrona às dos países centrais².

As reformas liberalizantes da década de 1990 tinham como objetivo reduzir a presença do Estado no setor, e, por conseqüência, minimizar a influência de arranjos políticos. Porém, o setor elétrico, pelas suas

¹ Há relações internacionais limitadas com países fronteiriços, como venda de energia para a Argentina e compra do excedente, por contrato, de Itaipu do Paraguai. Fora do Sistema Interligado Nacional, há importação de eletricidade da Venezuela para abastecimento do estado de Roraima.

² Em verdade, a reforma inglesa é o paradigma da maior parte das reformas liberalizantes dos anos 1990, porém o hiato de tempo permite afirmar que há relativo sincronismo entre estes processos nos mais diversos países. Com efeito, a própria evolução da indústria de eletricidade no Brasil ocorre contemporaneamente à evolução desta indústria nos países centrais.

características³, está sujeito à falhas de mercado⁴. De fato, severas crises⁵ surgiram nos então recém-criados mercados de energia, que levaram a mudanças nos desenhos de mercado, e, até, em alguns casos, ao retorno à tradicional estrutura de monopólio regulado.

Assim, estas mudanças implicaram importantes alterações na coordenação do setor elétrico em diversos países, inclusive, com maior intervenção estatal. Neste sentido, a análise deste capítulo focará principalmente os rumos da indústria de eletricidade nos Estados Unidos e na União Européia.

No tocante aos recursos naturais, cabe destacar a forte dependência, tanto européia quanto norte-americana, de combustíveis fósseis. Ambas as regiões estão, a princípio, adotando estratégias de redução da dependência destes energéticos, concomitantemente à adoção de estratégias de redução de emissão de poluentes e investimentos em fontes renováveis de energia.

A taxa de crescimento da capacidade instalada nos países centrais é relativamente baixa, e, no caso europeu, como as unidades geradoras se localizam próximas aos centros de carga, as linhas de transmissão são pouco extensas⁶, o que implica pouca necessidade anual de investimentos em geração e transmissão.

Um importante problema do setor elétrico da União Européia (UE) é a crescente dependência de insumos energéticos importados. A figura 1 mostra a crescente dependência da UE à importação de insumos energéticos. A figura mostra também a evolução da dependência energética – calculada com base na divisão da importação líquida pelo consumo total - da UE de 1994 a 2005. Nota-se que a partir de 2004 esta dependência atingiu o nível de 50%. Segundo estimativas da Comissão Européia (EC)⁷, este coeficiente de importação deverá

³ Especialmente, neste caso, destaca-se a interdependência sistêmica do setor elétrico.

⁴ Sobre falhas de mercado no setor elétrico, ver Araújo (1997) e Borenstein et al. (1996).

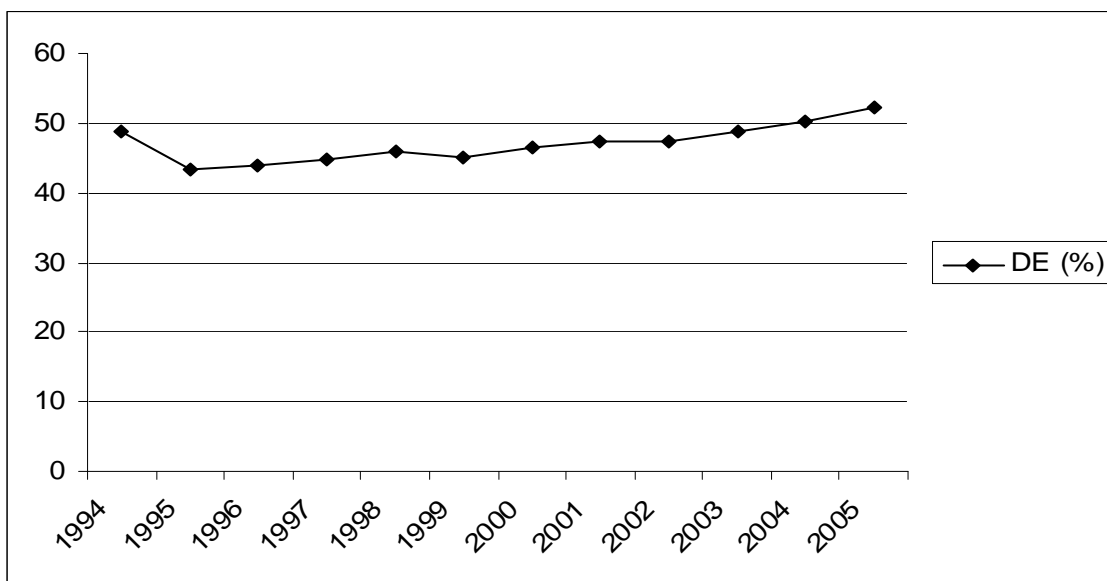
⁵ Destacam-se a crise de energia da Califórnia (2001), no Brasil (2001-2002). Mesmo em países ou regiões onde o processo de reforma foi considerado bem – sucedido houve problemas, como o black-out na Dinamarca no inverno de 2003.

⁶ Isto contribui para minimizar problemas com perdas e restrições de transmissão.

⁷ Segundo informações disponíveis em <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>, acesso em 22/02/2008.

atingir 70% até 2030. Dada esta situação, as perspectivas da UE são de dificuldades, que direcionarão a política energética e os investimentos do setor. A exceção a este comportamento são a Noruega e a Dinamarca, principalmente a primeira, que tem uma larga reserva de gás natural, porém, como a eletricidade é gerada a partir de fonte hídrica, qualifica-se como exportador líquido de gás natural.

Figura 1 - Dependência energética da UE: (1994-2005)
(Em %)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Eurostat 2007
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page>

A matriz energética europeia tem a composição apresentada na tabela 1. Note-se que apesar do aumento da importação de petróleo⁸ na região, em média, 1,5 % a.a., sua utilização para geração de eletricidade decresceu 41,62% no período. Isto implica que houve clara opção por insumos mais baratos para geração de eletricidade, e que, com a crise econômico-financeira de 2008, esta opção deve se acentuar.

⁸ Conforme dados disponíveis em <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal>, acesso em 16/02/2008.

No mesmo período, de acordo com a tabela 1, aumentou em 153% de 1995 a 2006 a quantidade de gás natural utilizada na geração de eletricidade, que corresponde, em 2007, a 20,01% do total do insumo da matriz elétrica. Neste caso, embora exista, por parte da UE, forte dependência do gás natural (da Rússia e países do norte da África), há preferência por um insumo relativamente barato. Pollitt (2008) afirma que a maior parte das usinas em construção no Reino Unido e na Europa Continental é do tipo CCGT⁹. A utilização de gás natural na geração de eletricidade tem crescido aproximadamente 10% a.a, e a importação deste insumo cresce 6% a.a. Cabe destacar, que apenas Dinamarca, Holanda e Noruega são exportadores deste insumo.

Tabela 1
Matriz de Energia Elétrica da União Européia (2007)

Insumo	Matriz de Energia Elétrica (em %)	Varição da demanda 1995-2006 (Em %)
Carvão	19,11	1,18
Gás Natural	20,01	153
Oleo	4,19	-41,62
Nuclear	30,14	12,25
Hidro	10,31	-0,57
Eólica	2,13	1914
Outros	14,11	-
Total	100	2,02

Fonte: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>, acesso 12/08/2008

Neste contexto, uma alternativa para minimizar o problema da dependência de insumos importados e cumprir as metas do protocolo de Kyoto é aumentar o parque eólico. A utilização de aerogeradores cresceu 1914% no período e revela expressiva tendência de crescimento. Países como Alemanha, Espanha e Dinamarca já dispõem de expressivo parque eólico.

⁹ Usinas Térmicas de turbinas de ciclo de gás combinado (CCGT) são usinas que, surgiram inicialmente na década de 1980, e permitiram a produção com custos relativamente baixos em plantas menores. São estas plantas que permitiram, dentre outros elementos, a introdução da competição no segmento de geração (Hunt e Shuttleworth, 1996).

Tal situação também ocorre no Reino Unido, onde a maior parte das usinas com autorização para serem construídas são térmicas a gás, mas se prevê um substancial aumento de energia de fonte eólica (Pollitt, 2008).

Como mostra o estudo CEPs (2008), há forte tendência de crescimento das fontes renováveis no setor elétrico europeu. O estudo mostra que o setor elétrico europeu é responsável por 1/3 das emissões de europeias de gás carbônico. Logo, o aumento das fontes renováveis desempenhará um papel importante nas metas ambientais do continente.

Fica claro, porém, que este novo direcionamento, visando menor dependência energética e mais fontes limpas, não se dará via mercado meramente. É fundamental o estabelecimento de políticas e regulamentos que incentivem tais investimentos¹⁰. Ou seja, pode-se avaliar que há suficiente percepção de que o mercado, *per se*, não é suficiente para indicar os rumos da expansão, principalmente se esta se dá em direção ao aumento da participação das fontes de energia renováveis, usualmente mais caras.

Assim como na UE, nos Estados Unidos observa-se forte tendência ao uso de fontes renováveis de eletricidade. Porém, o país detém a segunda maior reserva de carvão do mundo, aproximadamente 2,71% das reservas mundiais, de modo que, dado o reduzido custo, este é o insumo mais comumente utilizado na matriz energética do país.

Enquanto o carvão é o insumo energético mais utilizado, por grandes geradores, o gás natural é o insumo que apresentou maior crescimento anual na última década. Segundo dados do *Department of Energy*¹¹, mais de 90% das plantas a serem construídas até 2028 terão o gás natural como combustível. O gás também tende a desempenhar importante papel em geração distribuída e

¹⁰ Interessante notar que dentre as diretivas da União Européia, somente a última, datada de 2003, manifesta-se em relação à redução da emissão de gás carbônico. Porém, contraditoriamente, mantém o discurso pró-competição e maior liberalização dos mercados (Thomas, 2005). Em verdade, a introdução de usinas que utilizam fontes renováveis, por terem custos de instalação e custos de produção unitários maiores, implica maior necessidade de investimentos e/ou subsídios governamentais.

¹¹ Informação disponível em <http://www.doe.gov/energysources/electricpower.htm>, acesso em 10/setembro/2009.

pequenas unidades produtoras. A tabela 2 apresenta a matriz de eletricidade dos EUA em 2006.

Tabela 2 – Matriz elétrica dos EUA (2007)

Fonte	Capacidade instalada (Em MW)	Capacidade instalada (Em %)
Carvão	335.830	31,22
Óleo	64.318	5,97
Gás Natural	442.945	41,18
Nuclear	105.585	9,81
Hidro	77.419	7,19
Renováveis	26.470	2,46
Outros	23.108	2,14
Total	1.075.677	100

Fonte: <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epat2p2.html>, acesso em 02/09/2008.

No que tange às tendências para o setor, as estimativas da *Energy Information Administration*¹² mostram que até 2030 a perspectiva de crescimento das usinas que utilizam carvão deve crescer em torno de 1,1%a.a. Já as usinas a gás natural devem crescer em torno de 1% a.a. O destaque são as usinas de fontes renováveis que devem, no período, crescer em torno de 1,3%a.a.¹³.

De modo geral, a experiência internacional, especialmente na Europa¹⁴ e nos Estados Unidos, aponta na direção de aumento significativo das fontes de energia renováveis. Já nos EUA, há fortes investimentos, porém com resultados ainda pouco substanciais em termos de capacidade instalada, em energia fotovoltaica e geotérmica.

Neste caso, mesmo com a perspectiva de crescimento dos investimentos em energia renovável, ainda há forte tendência da expansão das CCGTs, principalmente nos EUA, no Reino Unido e na Europa Continental, contribuindo

¹² http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/excel/aeotab_9.xls, acesso em 10/Setembro/2008.

¹³ Interessante notar que até 2030, segundo o Annual Ennergy Outolok 2008, o consumo de eletricidade deve crescer, nos EUA, aproximadamente 1,4% a.a..

¹⁴ No caso europeu, há estudos mostrando uma perspectiva, ainda longe de se concretizar, de aumento da integração energética entre os países do continente europeu, do norte do continente africano e do Oriente-Médio (Czisch e Giebel, 2007).

para aumentar a rigidez da relação entre o setor elétrico da região e sua base de recursos naturais.

Claramente, a escassez de recursos naturais é um problema significativo, porém cabe mencionar que, se por um lado tal escassez é uma restrição ao crescimento do setor, por outro lado, há expressivas inovações tecnológicas, que permitem suplantar esta barreira.

No que diz respeito aos aspectos tecnológicos, observam-se expressivos investimentos segmentados em três itens: a) tecnologias que visam aumentar a eficiência de tecnologias de produção tradicionais; b) Tecnologias de produção com combustíveis renováveis: eólica, fotovoltaica, geotermal e biomassa; c) Tecnologias para aumentar a eficiência energética dos bens de consumo que utilizam eletricidade.

Como há forte direcionamento político em direção a maior participação de energia limpa nas matrizes elétricas, é, pois, fundamental investimentos em tecnologias que propiciem a viabilidade econômica destes empreendimentos. Neste sentido, elementos importantes de coordenação surgem na medida em que tais investimentos requerem incentivos ou mesmo a participação direta de recursos públicos. No caso americano, tal política é nítida, dado que há expressiva participação de órgãos federais¹⁵ em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias e, a princípio, com fortes incentivos financeiros governamentais.

No que tange à tendência dos mercados e empresas, é possível afirmar que há forte tendência à concentração e ao aumento do processo de fusões e aquisições. No caso europeu, há o fenômeno das *National Champions*, empresas verticalizadas, a partir de fusões convergentes¹⁶, que dominam

¹⁵ Cita-se como exemplo o Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (<http://www.eere.energy.gov/>); Office of fossil energy (<http://www.fossil.energy.gov/>); Office of Nuclear Energy, Science and Technology (<http://www.ne.doe.gov/>); e o Office of Science (<http://www.science.doe.gov/>), este último tem o objetivo de fornecer ferramentas científicas (métodos computacionais, pesquisas em fusão nuclear, física, materiais, etc.) visando a contribuir para a inovação tecnológica no setor de energia.

¹⁶ Fusões convergentes são aquelas envolvendo firmas à montante e à jusante (no caso, gás e

significativamente os mercados domésticos de eletricidade, especialmente na França, Alemanha, Itália e Espanha¹⁷. Assim, seja pela incompletude das reformas ou pelo aumento da dependência de insumos energéticos importados, verificam-se, por parte de vários governos de países membros da UE a aplicação direta e indireta políticas de incentivo à formação e consolidação de grandes empresas nacionais verticalmente integradas, os *National Champions*. A racionalidade desta política, a princípio, busca aumentar a segurança de suprimento do setor – ou a segurança energética - através destas empresas, sendo assim consideradas como importantes instrumentos de política setorial.

Conforme Galchant e Levêque (2006), corroborando esta análise, há muitos elementos necessários para que haja de fato um mercado europeu de eletricidade. Dentre estes elementos, os autores destacam a falta de interconexões significativas entre os países, e a necessidade de maiores instrumentos, dentre eles design de mercado e coordenação política, que estimulem a formação de um mercado interno.

No caso americano, também há expressivas fusões, porém estas ocorrem, com mais frequência, no mercado de capitais, o que implica forte processo de financeirização do setor elétrico. Nos EUA, há uma miríade de modelos, à medida em que os estados, individualmente ou em pequenos grupos, podem ter controle (físico, legal, regulatório) sobre o setor elétrico. Logo, há estados, especialmente, os menos desenvolvidos, onde não houve reformas liberalizantes, e há aqueles, como a Califórnia, que retrocederam e retomaram a intervenção estatal no setor.

Em suma, é possível concluir que a coordenação política voltou a ter papel preponderante no setor elétrico. Por um lado, as crises de oferta de

eletricidade), neste caso aumenta-se o alcance da firma de uma para duas fontes de energia (Gilbert and Newbery, 2006).

¹⁷ No site <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/> pode-se verificar o *market-share* das empresas geradoras da UE. Embora, devido às restrições de transmissão, as medidas usuais de concentração não sirvam como medida de poder de mercado em eletricidade (Borenstein et al., 1996), elas indicam um parâmetro no qual, visando garantia de suprimento, os governos permitem a presença de empresas verticalizadas, e quase monopolistas, nos mercados domésticos.

eletricidade, tanto nos EUA quanto na UE implicaram a intervenção do Estado, principalmente no sentido de desenhar modelos de mercado de eletricidade pouco suscetíveis às falhas de mercado. No caso americano, onde desenha-se, de acordo com o plano de energia do Presidente Eleito Barack Obama¹⁸, um crescimento da participação das fontes renováveis para 10% do total até 2012 e 25% até 2025, a participação governamental, via financiamentos e/ou subsídios, configurará elemento primordial dos investimentos no setor.

Tanto na UE quanto nos EUA a evolução da matriz elétrica se dará na esfera da política energética, e no relacionamento desta com outras políticas de Estado (política energética, políticas macro e microeconômica, etc.), ou seja, é premente que a coordenação estatal assume e assumirá papel expressivo na determinação dos investimentos.

Capítulo 2 – Tendências do investimento no Brasil

O objetivo deste capítulo é avaliar as principais tendências dos investimentos no setor elétrico brasileiro, visando a gerar um diagnóstico a partir do qual se buscará evidenciar, dadas as especificidades do setor elétrico, o potencial de investimentos no médio prazo. É importante enfatizar inicialmente que o principal determinante quantitativo do investimento na indústria de eletricidade é a perspectiva de crescimento do PIB, bem como a composição e a distribuição geográfica do produto.

Para atingir este objetivo, primeiramente será descrito o panorama recente do setor elétrico brasileiro, com ênfase na descrição do modelo e da estrutura industrial do setor. Em segundo lugar, serão analisados o papel e o impacto dos quatro condicionantes dos investimentos no setor elétrico: Recursos naturais, tecnologia, organizações e mercados, e instituições. Por fim, serão analisados os gargalos e as oportunidades para a expansão dos investimentos produtivos no setor elétrico.

¹⁸ <http://my.barackobama.com/page/content/newenergy>, acesso em 12 de novembro de 2008.

2.1 Estrutura industrial e panorama do setor elétrico brasileiro

No Brasil, na década de 1990, uma emenda constitucional aboliu o monopólio público sobre as indústrias de infra-estrutura. Em segundo lugar, foi eliminada a diferença de tratamento entre o capital doméstico e o capital estrangeiro¹⁹, o que permitiu que empresas estrangeiras disputassem os leilões de compra de companhias nacionais. Em terceiro lugar, a lei nº 8.987/95, lei das concessões, definiu as condições básicas de entrada, saída e operação nos setores de infra-estrutura. E, por último, as negociações das dívidas dos estados com a União estavam condicionadas a certo nível de amortização, que os estados só tinham condições de cumprir através das vendas de ativos.

Para se alcançar o nível de competição desejado no setor elétrico, foram propostas:

- a) A desverticalização das empresas de acordo com suas atividades, ou seja, geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia;
- b) Criação do Operador Nacional do Sistema (ONS);
- c) Criação de um mercado *spot* (Mercado Atacadista de Energia – MAE), local onde deveriam ocorrer as transações de compra e venda de energia no curto prazo;
- d) Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica²⁰ (ANEEL), agência independente responsável por regular e fiscalizar os serviços referentes à eletricidade;
- e) Criação das figuras do produtor independente e do consumidor livre; e
- f) Definição de normas específicas com o objetivo de monitorar o mercado e garantir a livre concorrência, tais como a segregação horizontal das maiores geradoras e limites à participação no mercado, restrições à propriedade cruzadas e ao limite de auto-suprimento.

¹⁹ Emenda Constitucional nº 6/95.

²⁰ Lei nº 9.427, de 31 de Novembro de 1997.

Porém, esta reforma apresentou expressivas falhas, tanto de planejamento como de execução. Em verdade, desde o início do processo houve erros significativos. Destaca-se o fato de que, embora o discurso à época afirmasse que as privatizações seriam precedidas da estruturação de um sistema regulatório adequado, a venda de duas empresas distribuidoras ocorreu antes da criação da ANEEL.

Ademais, o cronograma das reformas e do processo de privatização sofreu atrasos. No que tange às privatizações, elas não foram alvo de consenso da sociedade, e também político, sobre sua real necessidade, como coloca Peci (2007). E foram acompanhadas de inconsistências significativas nas novas regras contratuais. Aspectos referentes às cláusulas de contratos de concessões e aos contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras encerravam potenciais fontes de conflitos de interesses entre os agentes (Correia et al, 2006). A principal prova de falha do desenho institucional proposto foi o racionamento de eletricidade proposto em maio de 2001 (Pinto Jr et al., 2007).

Assim, com a mudança de governo no início de 2003, iniciou-se, no âmbito do Ministério das Minas e Energia (MME), uma série de estudos para formular e implementar um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. O novo modelo foi aprovado pelo Congresso Nacional por meio das Leis 10.847 e 10.848 de 2004. O principal objetivo deste modelo é a garantia de suprimento de eletricidade e a modicidade tarifária.

A partir da crise de oferta de 2001 e de um conjunto de fatores exógenos ao setor elétrico, o governo brasileiro – eleito em 2002 - iniciou um novo processo de reestruturação do setor elétrico. Primeiro, por meio da divulgação em 2003 de propostas para um novo modelo institucional e, posteriormente, por meio das Leis 10.847 e 10.848, em março de 2004 e seus respectivos decretos. O principal objetivo modelo em vigor é a maximização da segurança do suprimento de energia elétrica e a modicidade tarifária.

Assim, o modelo em vigor incorpora os seguintes elementos:

- A inversão do foco dos contratos de energia elétrica do curto para o longo prazo, com o objetivo de reduzir a volatilidade do preço e criar um

mercado de contratos de longo prazo (*Power Purchase Agreements* – PPAs) que possa ser utilizado como garantia junto ao sistema financeiro;

- A obrigatoriedade de cobertura contratual, pelas distribuidoras e consumidores livres, de 100% de seu consumo de energia elétrica;
- Criação do Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico (CMSE);
- A exigência prévia de licenças ambientais para se permitir a participação de um novo empreendimento no processo de licitação;
- A retomada do planejamento setorial integrado e centralizado pelo Estado, na figura da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Objetivando a modicidade tarifária, propôs-se a formação de um *pool* entre os distribuidores para atuarem como comprador único no mercado de energia. Em tese, isso tende a reduzir o risco individual dos geradores, pela diversificação de portfólio de compradores. Além disso, a compra de energia elétrica deverá ser realizada por meio de leilões públicos, nos quais os ganhadores serão definidos pelos agentes que aceitarem a menor remuneração pelo fornecimento de energia elétrica.

No atual modelo, o mercado brasileiro de energia elétrica é dividido em dois ambientes de comercialização, com lógicas e estruturas distintas. O primeiro, que visa a abrigar os consumidores cativos, é denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O segundo é intitulado como Ambiente de Contratação Livre (ACL). Neste, os agentes podem celebrar livremente contratos bilaterais, definindo-se preços, volumes, prazos e cláusulas de *hedge*. Ou seja, no ACL, participam, no lado da demanda, os consumidores livres²¹.

Os leilões para a aquisição de energia elétrica são diferenciados entre leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes ou leilões de energia de novos empreendimentos. A contratação de energia de novos empreendimentos de geração é realizada por licitações com cinco e três anos de antecedência em relação ao ano de realização do mercado (o que se chama de leilões A-5 e A-3). Os primeiros objetivam a construção de plantas geradoras –

²¹ Consumidor livre é aquele que tenha carga de 3.000 Kw, atendido em qualquer tensão.

hidrelétricas - capazes de iniciar a operação dentro de cinco anos e, os segundos visam às obras que possam ser concluídas em três anos, termelétricas. Os contratos firmados para a aquisição de nova geração devem englobar prazos de duração entre 15 e 35 anos, dependendo do tempo necessário para a amortização dos investimentos, e possuir cláusulas de incentivo à modicidade tarifária (Correia et alli, 2006).

Atualmente, o setor é de natureza hidrotérmica, porém com forte predominância hídrica e com complementaridade térmica. A tabela 3 apresenta a capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em 2006.

Tabela 3 - Capacidade Instalada de geração no SIN²² (2006)

Fonte	Potência (MW)	(%)
Hidro – UHE ²³	72.005,41	74,78
Pequena Central Hidrelétrica - PCH	1.673,06	1,74
Usina Termelétrica - UTE	20.372,13	21,16
Geradora Eólica	236,85	0,25
Geradora Fotovoltaica	0,02	0,00
Usina Termonuclear	2.007,00	2,08
Total ²⁴	96.294,47	100,00

Fonte: Relatório Aneel 2006

Na prática, as usinas hidrelétricas respondem por mais de 90%²⁵ da geração de eletricidade no Brasil, devido aos critérios de despacho, que privilegiam as fontes menos onerosas. O que se chama de despacho por ordem de mérito. As usinas termelétricas, embora respondam por 23,24% da capacidade instalada, por terem custo marginal de produção mais elevado, respondem por menos de 10% do total de eletricidade produzido²⁶. Importante notar que, ao contrário de muitos países, a maior parte da energia elétrica brasileira provém de fontes renováveis, aproximadamente 89%.

²² SIN é o Sistema Interligado Nacional e é formado por empresas de todas as regiões do país, a exceção de uma parte da região Norte e corresponde a aproximadamente 96,6% da capacidade de geração do país. A parte não atendida no SIN é denominada Sistema Isolado, e localiza-se na região amazônica.

²³ Considerados 6.300 MW de Itaipu.

²⁴ Não considerada a importação de energia.

²⁵ Conforme dados do Balanço Energético Nacional (BEN, MME, 2005).

²⁶ Tal fato depende, em essência, do grau de flexibilidade ou inflexibilidade de cada usina.

Como o setor elétrico opera em cadeia fisicamente interligada, para fazer face à tamanha capacidade de geração, e permitir o máximo aproveitamento da hidrologia no país, são necessários 87.518 km de linhas de transmissão. O que implica que, de certa forma, os investimentos em geração e os investimentos em transmissão crescem de forma sincrônica, porém não necessariamente proporcionais. Em relação à dinâmica de investimentos, O planejamento da expansão dos segmentos de geração e transmissão é executado em três fases interligadas, as quais abrangem os horizontes de longo (ao menos 20 anos), médio (no mínimo 10 anos) e curto prazos (5 anos).

O planejamento de longo prazo inclui os estudos associados à avaliação da disponibilidade de recursos de geração, a evolução da demanda de energia, as restrições ambientais e as estratégias para expansão da rede de transmissão. O planejamento de médio prazo, por seu turno, proverá uma lista de projetos de geração e transmissão, em ordem do mérito econômico, para atender à demanda esperada ao mínimo custo. No programa de curto prazo, são realizados os ajustes no plano de expansão. Os planejamentos de longo e médio prazos são de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME) que se utiliza dos estudos efetuados pela EPE, enquanto o de curto prazo é desempenhado pelo operador do sistema, seguindo diretrizes do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), especialmente se há qualquer perspectiva de desequilíbrio entre oferta e demanda (Santana et al., 2005).

Dado que este estudo refere-se às perspectivas e tendências dos investimentos, é importante ressaltar o fato de houve uma expressiva mudança na relação PIB e consumo de energia elétrica. Em países desenvolvidos, o consumo de eletricidade tende a variar em menor proporção que o PIB. Já em países emergentes, há, historicamente, a tendência a que o consumo cresça a taxas maiores que o PIB.

No Brasil, a partir de 2005, a tendência de consumo de energia elétrica foi modificada em prol de uma dinâmica onde a elasticidade-renda da demanda passou a apresentar valores menores²⁷, o que implica uma mudança no

²⁷ Conforme Castro e Rosental (2008).

planejamento do setor, já que a renda é variável essencial para a definição dos do rumo da expansão. Isto se deve essencialmente a dois fatores, quais sejam o crescimento industrial de segmentos com menor intensidade elétrica²⁸ e aumento da eficiência energética na indústria. De acordo com a análise de Castro e Rosental (2008), a diminuição da elasticidade da demanda de energia elétrica que tem sendo verificada decorre do uso mais racional e eficiente de energia elétrica, pelos consumidores industriais, que estão utilizando métodos, processos e equipamentos “poupadores” de eletricidade.

Segundo Tomalsquim (2008) dois fatores contribuíram, de forma estrutural, para esta mudança na elasticidade-renda. Primeiro, houve maior crescimento da produção de indústrias menos eletrointensivas. Em segundo lugar, aumento da eficiência energética da indústria, especialmente nos segmentos de alta intensidade energética²⁹.

**Tabela 4 – Evolução da composição do consumo de eletricidade
(Em %)**

Setor	1970	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004
Setor Energético	5,2	3,4	3,1	3,2	3,6	3,6	3,5	3,6
Residencial	21,1	19,0	22,4	25,2	23,8	22,4	22,3	21,9
Comercial	13,0	11,2	10,9	14,3	14,4	14,0	14,1	13,9
Público	9,0	8,5	8,3	8,8	8,8	8,7	8,7	8,4
Agropecuário	0,8	1,7	3,1	3,9	4,0	4,0	4,2	4,1
Transporte	1,6	0,7	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Industrial	40,2	55,6	51,6	44,2	45,0	47,1	47,0	47,9
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: BEN 2004

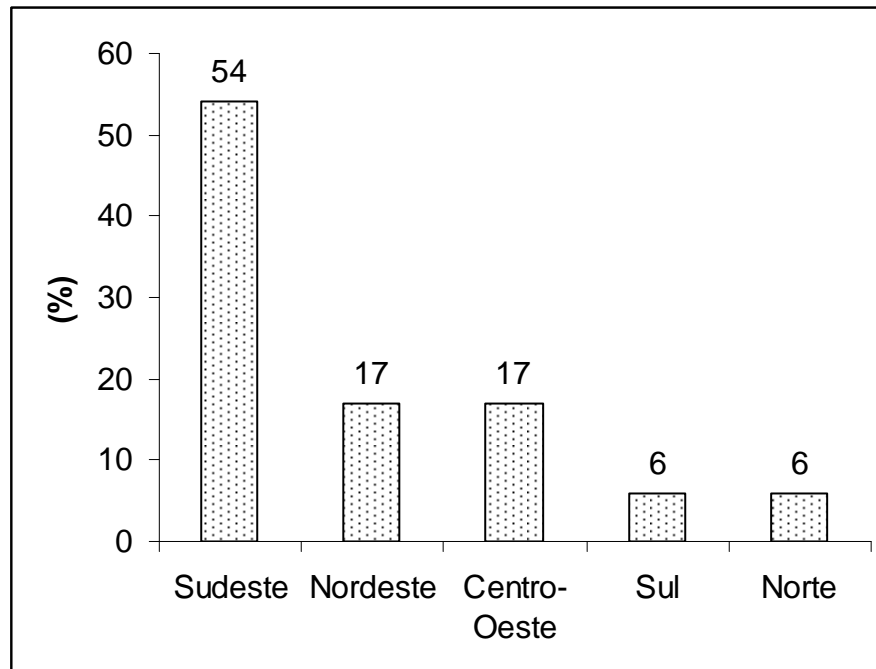
A Tabela 4 apresenta o crescimento médio anual do consumo setorial de energia elétrica nas últimas décadas. Note-se que, juntos, os setores residencial, comercial e industrial representaram sempre mais de 80% do consumo total. A

²⁸ Intensidade elétrica refere-se à quantidade de energia elétrica necessária para produzir uma unidade do produto, medida, usualmente, em Kwh/US\$. Deste modo, processos industriais mais eficientes reduzem a intensidade elétrica.

²⁹ Segundo EPE (2008), segmentos com alta intensidade energética são aqueles nos quais o custo da energia elétrica representa mais do que 4% do valor da transformação, tais como cimento, mineração, siderurgia, metalurgia, entre outros

estrutura do consumo de eletricidade pelos setores mostra predominância da indústria, porém, com tendência a se reduzir devido à redução da intensidade elétrica.

Figura 2 – Consumo de energia elétrica por região (Em %)



Fonte: MME (2007).

A figura 2, por sua vez, mostra o consumo de eletricidade por região. Note-se que o maior centro de carga é a região Sudeste. Porém, como o potencial hidrelétrico desta região encontra-se praticamente esgotado, o que implica que a maior parte dos investimentos, em termos regionais, se dará na região Norte, implicando elevados investimentos em linhas de transmissão de longa distância.

A tabela 5 apresenta uma avaliação da competitividade das fontes de eletricidade no Brasil para uma potência instalada de 1.000 MW. Note-se que a energia de fonte hídrica é a mais competitiva (em R\$/MWh), porém é aquela cujo tempo de construção é maior – aproximadamente 5 anos – e com maiores restrições ambientais. Embora os custos de produção sejam de suma importância para que se definam os critérios de despacho, eles não são, por si,

condicionantes dos investimentos. Isto porque os leilões, e conseqüentemente as fontes, são definidos previamente pela Aneel e pela EPE.

Tabela 5 – Competitividade entre as fontes de eletricidade

	Unid.	Hidro	Biomassa	Carvão Nacional	Nuclear	Carvão Import.	Gás Nat.	Eólica	Óleo comb.	Diesel
Disp.	MW	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Custo Variável Unitário	R\$/Mw h	1,5	14,7	37,5	25,2	54,3	108,6	4,5	300	500
Custo Fixo	R\$/Kw ano	11,3	46,0	57,8	138,0	57,8	57,5	46,0	28,0	25,0
Custo de Investimento	US\$/K W	1.250	1.100	1.500	2.000	1.500	900	2.000	800	600
Tarifa de equilíbrio	R\$/MW h	116,4	121,1	133,3	151,6	152,4	175,0	297,0	382,9	602,2

Fonte: Moreira (2008)

Em suma, a lógica da expansão do setor elétrico, por ser um setor regulado, segue caminhos distintos aos de outros setores. Além dos custos e das regras e formato dos leilões, a disponibilidade de combustível e os incentivos governamentais comandam as decisões dos agentes.

2.2. Perspectivas de investimentos a partir da análise dos quatro condicionantes

2.2.1 Recursos naturais

✓ Geração Hidrelétrica

Historicamente, o setor elétrico brasileiro desenvolveu-se com base no grande potencial hidrelétrico do país. Tal expansão foi possível devido ao grande

número de rios e bacias com regimes hidrológicos complementares³⁰. A partir daí construiu-se um setor fortemente fundamentado na complementaridade hídrica entre as distintas regiões por meio da construção de grandes reservatórios e extensas linhas de transmissão. Os grandes reservatórios eram utilizados principalmente visando à manutenção da segurança do sistema, e propiciavam melhor controle da produção de eletricidade em períodos secos. Já as linhas de transmissão permitiam a otimização dos recursos hídricos e das diversidades de regimes pluviométricos existentes entre as regiões.

Porém, a promulgação da Constituição Federal de 1988 trouxe-se à tona uma maior preocupação com questões ambientais. Estas questões lidam, essencialmente, com as conseqüências dos alagamentos, o que implicou a redução da construção de novos grandes reservatórios. Além do mais, ao se tratar da utilização da água, deve-se considerar seus múltiplos usos (abastecimento humano e animal, irrigação, uso industrial, pesca, lazer, etc.) e os interesses dos diversos agentes envolvidos. De sorte que há, atualmente, expressivos impedimentos à construção de novos grandes reservatórios no Brasil.

Estima-se que o potencial hidráulico, ainda a ser aproveitado, do país seja aproximadamente 126MW³¹. Deste total, aproximadamente 70% encontra-se na bacia Amazônica, onde rios de planície predominam e não há condições de se construir reservatórios de grandes dimensões, de modo que as usinas a serem licitadas serão a fio d'água³². Exclusive o potencial remanescente não individualizado (28.000 MW), o potencial na bacia é avaliado em 77.058 MW, distribuídos por 13 sub-bacias, sendo que quatro delas (Tapajós, Xingu, Madeira e Trombetas) concentram quase 90% desse potencial. Porém, segundo dados do PNE – 2030 (EPE), apenas 38% do potencial podem ser classificados como aproveitáveis sem restrições ambientais significativas.

³⁰ Ou seja, períodos úmidos em uma determinada região ocorriam simultaneamente a períodos secos em outras.

³¹ MME (2007).

³² Usinas a fio d'água são aquelas que têm pouca ou nenhuma capacidade de armazenamento de água, só utilizando a água que de fato chega até ela (Silva, 2001).

O incremento da participação de usinas a fio d'água – sem regularização sazonal - reduzirá a capacidade de reserva estratégica do sistema e irá requerer maior flexibilidade operativa dos reservatórios existentes. Além de requerer maior capacidade instalada de usinas de *back-up*, i.e., térmicas flexíveis, especialmente nos períodos de hidrologia desfavorável.

Entretanto, há significativas restrições à utilização deste potencial, devido a questões de cunho sócio-ambiental e tecnológico, especialmente o primeiro. Como coloca Dias Leite (2007, p. 549), “a hipótese de inviabilidade de alguns projetos há de estar presente, tendo em vista que existem fortes desentendimentos de natureza ambiental, social e política”. Tome-se como exemplo que mais de 44% do potencial tem relação direta com terras indígenas.

Tais restrições indicam a necessidade, cada vez mais premente, de diversificação da matriz energética. Além do mais, importa notar a necessidade de estudos mais detalhados sobre a qualificação deste potencial.

✓ **Geração térmica a gás natural e carvão**

A partir de 1998, com a reforma do setor, iniciou-se um processo de rompimento com a base histórica do setor – essencialmente hidráulica e com recursos nacionais – e passou-se a uma nova agenda em direção à utilização de recursos naturais de países vizinhos, no caso o gás natural da Bolívia. Neste sentido, houve expressivo aumento da participação das usinas térmicas na matriz energética brasileira, embora o mercado internacional para o produto ainda fosse imaturo. Os principais fatores, conforme Pinhel (2000), que favoreceram a entrada das térmicas são: o prazo menor de amortização dos investimentos que estas usinas demandam, o custo de capital mais baixo e o menor risco para o setor privado.

A análise da participação de tais usinas no setor elétrico brasileiro deve levar em consideração aspectos de natureza econômico-financeira, técnica e sócio-ambiental. No caso das usinas termelétricas a gás natural, há necessidade de se considerar questões como os diversos usos deste insumo, o que implicará

a necessidade de elaboração de arranjos inter-setoriais, e seu abastecimento num horizonte de longo prazo.

Outra questão que merece atenção refere-se ao grau de flexibilidade das usinas térmicas. A produção das usinas térmicas não é estável e regular, já que a produção das hidrelétricas é mais econômica. A maior parte dos contratos das usinas termelétricas a gás é do tipo *take or pay* (para o produto) e *ship or pay* (para o transporte). Quando há contratos como estes, o comprador responsabiliza-se pelo pagamento mesmo que não haja o consumo/transporte do montante contratado. Sendo assim, muitas usinas térmicas declaram um determinado grau de inflexibilidade, que depende de seus contratos e de suas estratégias, ao ONS, e têm que ser despachadas na base de acordo com suas medidas de inflexibilidade.

No contexto de tendências futuras do setor elétrico, a flexibilidade de aquisição e uso do combustível térmico é uma característica importante e desejável do regime operativo das termelétricas. Além disso, quanto maior a flexibilidade deste regime operativo, maior tende a ser a competitividade da geração termelétrica³³, pela apropriação possível do “excedente” hidráulico em períodos de hidrologia favorável³⁴.

As usinas a gás de ciclo simples não apresentam restrições a esse regime operacional, podendo inclusive operar de modo intermitente para atendimento exclusivo à ponta de carga diária. Para as usinas de ciclo combinado – que requerem mais investimentos, porém são mais eficientes - admite-se um despacho mínimo de cerca de 40% da potência instalada (fator de capacidade mínimo). Essa restrição, porém, vem sendo superada pelo desenvolvimento tecnológico: há projetos de novas capazes de 200 partidas por

³³ De fato, a lógica econômica impõe que essas usinas devam permanecer praticamente desligadas nos períodos de abundância hidrológica, gerando energia elétrica apenas nos períodos em que as afluências e o estoque de água dos reservatórios são insuficientes para o atendimento da carga. Esse regime operacional é denominado complementar.

³⁴ Ver MME (2007)

ano e *start-up* entre 55 e 150 minutos, de modo a se tornarem economicamente competitivas mesmo para operação em regime de ponta³⁵.

Além do mais, importa notar que a evolução do consumo brasileiro de gás natural e a disponibilidade de reservas próximas a grandes centros consumidores constituem-se aspectos condicionantes da tendência de uso futuro para geração de eletricidade. Dada a necessidade premente de construção de infra-estrutura de transporte para o gás e a dimensão do país, há indícios de que pode ser incrementada a competitividade do GNL³⁶.

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se no Espírito Santo, Bacia de Campos e, principalmente, Bacia de Santos, além das bacias que compõem a reserva do pré-sal, estas últimas estarão disponíveis apenas após 2012. Ressalte-se que embora os estudos ainda não estejam concluídos, as condições de reservatório, a profundidade dos poços e os desafios tecnológicos implicam um cenário de elevados custos de desenvolvimento das reservas da Bacia de Santos (MME, 2007).

Em razão da grande disponibilidade de energia hidráulica barata e da baixa competitividade econômica do carvão nacional, o total de energia termelétrica advinda do carvão mineral é ainda pouco relevante. Segundo EPE (2006), este total chega a pouco mais de 1,6% (aproximadamente 1.415 MW), embora as usinas termelétricas, como um todo, representem 22% da potência instalada e aproximadamente 5% da energia elétrica gerada. Contudo, esse quadro não autoriza que se exclua o carvão mineral, especialmente carvão mineral importado, como fonte de energia primária relevante nos próximos anos, seja dentro de uma perspectiva mundial, seja como parte da estratégia doméstica para atendimento à expansão da demanda de energia (MME, 2007).

As reservas domésticas de carvão, apesar da paralisação dos estudos e pesquisas de prospecção nos últimos anos, são consideradas relativamente expressivas em termos mundiais, já que o Brasil detém a 10ª maior reserva do mundo, 1,1% das reservas totais, suficiente para atender a produção atual por

³⁵ MME (2007)

³⁶ Gás Natural Liquefeito.

mais de 500 anos. Além do mais, o preço do carvão apresenta um grau de volatilidade relativamente baixo (MME, 2007).

De acordo com o Anuário Mineral Brasileiro (DNPM, 2005), as reservas brasileiras de carvão mineral estão concentradas, essencialmente, no Rio Grande do Sul, com 90,58% das reservas e em Santa Catarina, com 9,36%. Sendo que o volume total de recursos de carvão é menor que 24 bilhões de toneladas. Desses recursos, são considerados medidos (i.e., com maior nível de certeza) apenas 28%, ou o equivalente a 6,7 bilhões de toneladas, dos quais 78,7% no Rio Grande do Sul e 21,2% em Santa Catarina.

Pode-se concluir que é possível incrementar a participação do carvão na matriz elétrica no futuro. Porém, é necessária a aplicação de recursos financeiros na pesquisa e prospecção deste insumo energético. Além destas, serão necessários também mecanismos que minimizem impactos ambientais, tais com seqüestro de carvão³⁷.

✓ **Geração térmica nuclear**

O Brasil detém a 6ª maior reserva de Urânio do planeta. Segundo dados da INB³⁸, as reservas de urânio no Brasil sustentam um consumo por longo período e disponibilização para o mercado externo.

No Brasil, os estudos de prospecção e pesquisas geológicas objetivando a extração de urânio foram realizados em apenas 25% do território nacional³⁹. Ainda assim, conforme MME (2007), as reservas brasileiras de urânio cresceram de 6,3 mil toneladas de U3O8, conhecidas em 1973, para, até 2008, pouco mais de 309 mil toneladas.

³⁷ O desenvolvimento de técnicas de seqüestro de carbono permitirá a instalação de térmicas com emissões zero de CO2 a longo prazo. São possíveis testes em plantas de escala comercial sejam possíveis até 2015. E até 2020, uma primeira planta em escala comercial deverá estar operando.

³⁸ Em <http://www.inb.gov.br/reservasBrasil.asp>.

³⁹ De acordo com Indústrias Nucleares do Brasil (INB). Disponível em <http://www.inb.gov.br/reservasbrasil.asp>.

Vale observar ainda que 57% dessas reservas estão associadas a custos inferiores a US\$ 80/kgU (EPE, 2005), o que as torna competitivas, segundo padrões internacionais. O fato de apenas 25% do território nacional ter sido objeto de prospecção de urânio sugere que o tamanho das reservas brasileiras de urânio pode ser ampliado com novos trabalhos de prospecção e pesquisa mineral. Há indícios de recursos adicionais, que são estimados de 800 mil toneladas de U₃O₈, e que, se confirmados, quadruplicariam as reservas conhecidas⁴⁰. Ou seja, particularmente no que tange às reservas de urânio, não há restrições relevantes para o crescimento da participação nuclear na matriz energética brasileira.

O combustível nuclear utilizado na maioria das centrais no mundo, inclusive no Brasil, demanda um ciclo específico de fabricação, que compreende um complexo processo industrial. Assim, além de examinar a disponibilidade das reservas do minério, faz-se necessário também analisar as condições de oferta do combustível. Na perspectiva do uso do urânio como fonte primária de eletricidade no longo prazo, o potencial de geração de energia elétrica será dado pela capacidade que poderia ser instalada a partir da disponibilidade deste insumo.

A efetiva participação nuclear na futura matriz de oferta de energia elétrica do país dependerá da análise de aspectos, tais como a competitividade desta fonte em relação às outras; política energética; política setorial de diversificação da matriz; questões ambientais, aspectos regulatórios e institucionais; e capacitação da indústria nacional.

✓ **Novos renováveis (Biomassa, eólicas e solares)**

No que tange aos novos recursos renováveis para geração de eletricidade, destaque há de ser dado à energia gerada a partir da biomassa, especialmente a sucroalcooleira. O setor sucroalcooleiro brasileiro é tradicionalmente auto-suficiente em termos energéticos (Castro e Dantas,

⁴⁰ Conforme MME (2007)

2008a). A utilização do bagaço como combustível responde por 98% das necessidades energéticas das usinas (Corrêa e Ramon, 2002). De acordo com Souza e Azevedo (2006), os agentes do setor sucroalcooleiro realizam investimentos em tecnologias de co-geração mais eficientes visando à garantia preventiva de seu abastecimento. Porém, o surgimento da possibilidade de comercialização da eletricidade produzida a partir da biomassa sucroalcooleira tende a colocá-la como um terceiro produto ofertado por este setor.

A biomassa como fonte para geração de energia elétrica encontra-se entre as fontes renováveis com maiores possibilidades em termos de natureza, origem e tecnologia disponível de conversão. As principais fontes de energia a partir de biomassa são: palha da soja; sabugo, colmo, folha e palha do milho; palha do arroz; folhas e ponteiros da cana-de-açúcar; bagaço da cana-de-açúcar. O bagaço de cana é a principal biomassa residual do processamento industrial da cana-de-açúcar para a produção de açúcar e etanol, a se apresenta como um material constituído por fibras celulósicas moídas, tradicionalmente denominado bagaço.

Deve ser destacado o caráter complementar entre a geração hídrica e a produção sucroalcooleira, que possibilita à bioeletricidade atuar como elemento mitigador do risco hidrológico (Castro e Dantas, 2008a). A produção de eletricidade a partir das usinas sucroalcooleiras ocorre entre os meses de abril e novembro, que é considerado o período seco da região Sudeste, onde se concentram cerca de 70% dos reservatórios brasileiros.

Visando a viabilização econômica deste tipo fonte energética, foi realizado em Agosto 2008 o primeiro Leilão de Energia de Reserva, com fonte exclusivamente proveniente de biomassa. Foram colocados à disposição no leilão 2.101,60 MW médios, e contratados, de fato, 548 MW médios (Castro e Dantas, 2008c). Os autores mostram que o resultado do leilão de energia de reserva indicou um novo cenário para esta fonte renovável, graças às soluções dadas às questões – fixação de preço-teto mais elevado e solução das estações coletoras - que vinham freando a formatação do modelo deste negócio.

No caso das energias eólica e fotovoltaica (solar), o Brasil dispõe de significativas vantagens competitivas devido à extensão territorial, especialmente do litoral, no caso das eólicas. O potencial eólico⁴¹ estimado do país está em torno de 143,5 GW⁴², a maior parte na região Nordeste. O litoral do Estado do Rio Grande do Sul é também considerado bastante favorável, assim como o litoral Norte do Estado do Rio de Janeiro. No interior do país, em áreas montanhosas também se encontram diversos sítios propícios. A região Norte é a menos favorecida em relação à energia eólica. No caso da energia eólica, tem-se intensificado o estudo das informações sobre ventos, assim como o planejamento e construção de novas usinas eólicas⁴³. As restrições e impactos ambientais das fazendas eólicas estão principalmente relacionados à vizinhança dos aerogeradores, como a emissão sonora proveniente dos acionamentos mecânicos e da aerodinâmica e o impacto visual.

Quanto à energia solar, o Brasil, com seu território situado em sua maioria em latitudes entre o Equador e o Trópico de Capricórnio, apresenta uma incidência de energia solar bastante favorável. A potência instantânea incidente na superfície terrestre pode atingir valores superiores a 1000W/m². A média anual de energia incidente na maior parte do Brasil varia entre 4kWh/m².dia e 5kWh/m².dia⁴⁴. Também se caracteriza, assim como a eólica, como intermitente, pois há expressivas variações de incidência solar ao longo de um ano.

Destaca-se que a operação de plantas solares pode causar poluição térmica e química nos recursos hídricos, perda de habitat devido ao uso da terra, impacto visual, ruído, e danos ao ecossistema, sendo os dois primeiros

⁴¹ Os primeiros estudos sobre o comportamento do vento no Brasil datam da década de 1970, porém, para se estimar com confiabilidade estatística o potencial eólico do país é necessária uma série temporal relativamente extensa.

⁴² Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001), disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/>.

⁴³ Uma das restrições ao uso da energia eólica é seu relativo baixo fator de capacidade. Na prática, verifica-se que o recurso eólico apresenta variações temporais em várias ordens de grandeza: variações anuais (em função de alterações climáticas), variações sazonais (em função das diferentes estações do ano), variações diárias (causadas pelo microclima local), variações horárias (brisa terrestre e marítima, por exemplo) e variações de curta duração (rajadas).

⁴⁴ <http://www.cresesb.cepel.br>

considerados os mais importantes, que contribuem de forma negativa para o aproveitamento do potencial.

2.2.2 Tecnologia

A tecnologia, ou o avanço tecnológico, é um importante condicionante dos investimentos no setor elétrico. É importante enfatizar que, em um setor que requer elevados investimentos com longo prazo de maturação, e dadas as características físicas do setor, o avanço tecnológico é de suma importância, porém não contribui para modificar as características de mercado. Ou seja, a inovação tecnológica é um processo endógeno ao setor. Com efeito, a tecnologia contribui para o aproveitamento mais eficiente e eficaz da matriz energética.

No caso brasileiro, há de se destacar as turbinas do tipo bulbo, que atualmente, podem atingir mais de 50 MW de potência unitária. São usadas em locais com quedas de 5 a 20m (GE, 2006). Portanto, são, a princípio, as mais adequadas a vários aproveitamentos na Amazônia brasileira, onde há baixa queda e grande fluxo de água, por permitirem minimizar a área, tais como as usinas de Santo Antônio e Jirau (RO), conforme mostra a tabela 6.

Tabela 6 – Usinas Santo Antônio e Jirau (Rio Madeira – RO)

	Santo Antônio	Jirau
Queda líquida (m)	13,9	15,9
Potência Unitária (MW)	71,6	75,0
Unidades	44	44
Potência Total (MW)	3.150,4	3.300,0

Fonte: Elaboração própria com dados de <http://www.canalenergia.com.br>

As plantas termelétricas a gás natural, por sua vez, podem ser classificadas em usinas em ciclo simples ou aberto e usinas em ciclo combinado (CCGT). A diferença diz respeito a forma como ocorre o processo de geração, se por meio da utilização de um ciclo termodinâmico único ou a partir de uma combinação deles. As turbinas a gás operando em ciclo simples, sejam as aeroderivadas ou *heavy duty*, estão em estágio maduro de desenvolvimento,

apresentando elevada confiabilidade e eficiência. Além disso, segundo Tolmasquim (2005), as centrais térmica em ciclo simples apresentam uma série de vantagens como o baixo custo de investimento, o prazo curto de entrega dos equipamentos, o período curto de construção, a segurança na operação e a flexibilidade operacional. Uma desvantagem das termelétricas de ciclo aberto é a sua menor eficiência em relação a outras tecnologias, como as de ciclo combinado. Enquanto a eficiência das mais modernas turbinas a gás varia entre 25 e 43%, a eficiência das unidades em ciclo combinado geralmente é superior a 50%, tornando-a mais atrativa. Com efeito, quando o custo do combustível é o principal componente do custo total, a eficiência se torna um elemento fundamental na competitividade da produção de energia (MME, 2007).

Em termos tecnológicos, como mostraram Kim & Ro (2000), o principal avanço obtido tem sido em termos de eficiência do ciclo, devido ao desenvolvimento de materiais resistentes a altas temperaturas e também dos sistemas de resfriamento das palhetas das turbinas, com reflexos na redução do custo unitário de investimento (US\$/kW).

Assim, a representação de cenários tecnológicos na expansão da termelétricidade implica considerar diferentes níveis de eficiência. Embora a maior parte das usinas termelétricas a gás natural no Brasil – tanto em operação quanto em projetos – sejam a ciclo simples, é o ciclo combinado que vem sendo visto como uma alternativa competitiva para expansão do setor elétrico (ANEEL, 2005).

Além das plantas de geração termelétrica, uma outra possibilidade de expansão da geração a gás envolve a instalação de unidades de co-geração. A co-geração pode ser entendida como a produção combinada de energia eletromecânica e térmica em uma única instalação, a partir de uma fonte de combustível. Nessas instalações podem ser utilizados resíduos industriais (bagaço de cana-de-açúcar e lixívia, por exemplo), bem como outros combustíveis que, normalmente, já são utilizados nos processos industriais das empresas, como por exemplo, o gás natural, o óleo combustível, o óleo diesel ou

a biomassa. Em termos tecnológicos, as unidades de co-geração podem empregar turbinas a vapor, turbinas a gás e motores a gás natural.

Inovações importantes surgem também no segmento de transmissão, especialmente a longa distância. Na transmissão há aspectos tecnológicos relevantes a serem incluídos na agenda dos estudos do planejamento a longo prazo do setor energético, especialmente as linhas de transmissão relacionadas ao aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia. Alternativas tecnológicas como as linhas de potência naturalmente elevada (LPNE) ou transmissão em corrente contínua, que no caso brasileiro encontra-se restrita ao sistema de transmissão de Itaipu, constituem opções reais com potencial de redução do custo médio, e das perdas, da energia transportada.

No que diz respeito à geração nuclear, a análise do cenário tecnológico permite supor que, no horizonte 2008-2022, os reatores da Geração III+, chamados “evolutivos-radicais”, reúnem perspectivas para serem adotados como referência na hipótese de uma expansão do parque de geração nuclear brasileiro (MME, 2007).

Quanto às novas renováveis, como eólica e solar, a introdução competitiva destas fontes na matriz elétrica nacional revela desafios tecnológicos significativos. Segundo Dutra (2004), para viabilizar a participação mais efetiva da energia eólica na matriz são necessários o desenvolvimento de modelos computacionais adequados ao clima e à topografia nacionais, maior qualidade e precisão das estatísticas sobre ventos no país, desenvolvimento aerodinâmico de aerogeradores adequados às condições brasileiras, e pesquisas sobre a aplicabilidade de energia eólica em sistemas híbridos.

Por fim, cabe mencionar a questão da recapacitação de usinas existentes. Além de necessárias, inclusive para a manutenção operacional das unidades, o processo de recapacitação contribui para o aumento da capacidade instalada das usinas, embora em volume pouco significativo.

2.2.3 Organizações e mercado

Primeiramente, em relação às estratégias das empresas, e dadas as características físicas do setor e a interdependência entre os segmentos de produção/transporte de eletricidade é possível notar, assim como no caso europeu, uma tendência ao aumento do processo de fusões/aquisições no setor elétrico. Outra questão que se configura, e mostrada em Santana e Leite (2007), é a existência de um processo de verticalização por meio de contratos, que é caracterizado pela sinergia entre as atividades de geração, distribuição e comercialização de energia. Este processo implica a presença, cada vez mais significativa, neste espaço econômico de empresas estruturadas em holdings.

No setor elétrico, como o crescimento se dá de forma a acompanhar o crescimento da economia, não há, dada uma possível estratégia concorrencial mais expressiva, espaço para o crescimento por meio de estratégias competitivas e ganhos de eficiência. Assim, o crescimento se dá principalmente por meio de fusões/aquisições e pela sinergia advinda da operação verticalizada.

A forma de estruturação dos leilões de energia nova torna o processo competitivo um fenômeno *ex-ante*, i.e. a competição se dá “pelo mercado” e não no mercado. Ou seja, as empresas competem durante o leilão, após o qual suas estratégias já estando definidas, há pouco espaço para elaboração de novas estratégias competitivas.

Em relação ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), convém mostrar que houve expressivo aumento do número de consumidores livres de 2004 a 2008. Este aumento ocorreu devido, primeiramente, ao excesso de oferta de eletricidade que ocorreu devido à redução do consumo verificada durante a crise de suprimento de eletricidade em 2001. Com isso, o preço no mercado livre, PLD, atingiu níveis muito reduzidos, tornando atraente este mercado para os consumidores livres. Porém, a partir de 2005 iniciou-se um processo de redução do excesso de oferta, o que elevou significativamente o nível e a volatilidade do PLD. Sendo assim, o problema a ser equacionado no futuro refere-se a determinação das funções do mercado livre no contexto do setor elétrico, sua

forma de regulação e mecanismos que visem a reduzir a volatilidade do preço *spot*.

Em relação às parcerias público-privadas, observa-se na dinâmica recente do setor um aumento da participação de empresas públicas, essencialmente do grupo Eletrobrás, em consórcios com empresas privadas. Isto ficou claro nos leilões de energia nova do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau). Nestes dois leilões, houve associações entre empresas privadas e empresas do grupo Eletrobrás (com aportes minoritários). Pode-se concluir que as empresas estatais, ao atuarem em conjunto com empresas privadas, permitem a estas últimas um maior grau de certeza e uma garantia institucional importante em um setor que requer elevados investimentos com longo prazo de maturação. Neste sentido, a participação das empresas estatais constitui-se mais que uma estratégia de empresa, mas, sim, um elemento de política de Estado, onde este atua de forma complementar aos agentes privados.

2.2.4 Institucional

De forma geral, após a crise de suprimento de 2001, o Estado retomou para si, por meio de suas organizações ou por delegação de poderes, o planejamento central do setor elétrico. Dadas as características, físicas, técnicas, e econômicas do setor, e as complexidades expressivas que daí surgem, que haja um poder central coordenador.

Quadro 1 - Características do modelo do setor elétrico brasileiro

Características mais importantes	
Competição na geração	Em termos, sem oferta de preço. Competição pelo mercado
Escolha dos distribuidores	Parcial; por meio de leilões
Escolha dos consumidores	Pouco significativa
Economia de coordenação ⁴⁵	Muito importante

⁴⁵ No setor elétrico, a coordenação assume papel preponderante e tem caráter técnico, econômico e institucional. No primeiro caso, a coordenação é importante devido à forte interdependência física entre os agentes ao longo da cadeia de produção. No caso econômico, a coordenação se dá mais por hierarquia do que via mercado, devido aos elevados custos de transação que surgem a partir da desverticalização. A coordenação institucional se dá no âmbito do governo e refere-se às estratégias públicas, e a devida concatenação entre os agentes, para o setor elétrico.

Fonte: Elaboração própria

O quadro 1 resume algumas importantes características do setor elétrico brasileiro. Com destaque para a importância da coordenação. Em um setor caracterizado por elevada interdependência e por significativa complexidade técnica, econômica e político-institucional, a coordenação assume papel preponderante, como deixam claro Losekan (2003); Dias Leite (2007) e Bicalho (2006 e 2007).

A coordenação do setor elétrico brasileiro – em seu âmbito técnico, econômico e político-institucional – encontra-se diluída em diversas instituições (ONS, EPE, CMSE, MME, ANEEL, CCEE). Como estas instituições têm atribuições distintas, porém interdependentes e complementares, e dada a retomada do planejamento central, pode-se argumentar que há, em nível de política de Estado, maior grau de coordenação no setor. Tal coordenação é vital para a expansão do sistema elétrico, tanto em geração quanto em transmissão,

A título de conclusão, é importante enfatizar os gargalos e as oportunidades de investimentos no setor elétrico brasileiro. Neste sentido, serão resgatados os elementos discutidos anteriormente.

No que tange aos recursos naturais, há expressiva vantagem competitiva do país devido ao fato de haver uma matriz elétrica potencial diversificável. Surgem como elementos positivos a auto-suficiência em petróleo e o crescimento, na matriz energética, das novas energias renováveis. Porém, como restrições há a dificuldade, devido à legislação ambiental, de construção de usinas hidrelétricas. Outro empecilho a investimentos refere-se ao suprimento adequado de gás natural. Uma tendência do setor é o aumento da participação na matriz de fontes renováveis (hidrelétricas a fio d'água, eólica, por exemplo). Porém, este tipo de unidade produtiva caracteriza pelo relativamente baixo fator de capacidade⁴⁶. Assim, é lícito concluir que a diversificação da matriz elétrica

⁴⁶ Fator de capacidade, conforme Stoft (2002), é o percentual no qual uma unidade é produz energia em relação à sua capacidade máxima. Uma usina a fio d'água ou uma usina eólica tem fator de capacidade de 30%. Assim, por exemplo, uma usina eólica de 1.000 MW gera em média, ao longo do período de um ano, 300 MW médios. Contrariamente, usinas nucleares, a carvão e a gás têm fator de capacidade aproximadamente de 90%.

brasileira ocorrerá em duas direções: por um lado, fontes renováveis, em direção a metas ambientais, e, em contrapartida de fontes não renováveis, visando a manter a confiabilidade do sistema.

No que se refere às questões tecnológicas, convém notar que o setor elétrico, por ser capital-intensivo, as inovações são constantes, em todos os pontos da cadeia, dado que há, tanto de forma privada quanto pública, elevadas somas de investimentos em P&D nas indústrias fornecedoras. Porém, é lícito concluir que estas inovações não são responsáveis diretamente pela expansão do setor elétrico, tampouco se constituem elementos modificadores da estrutura de mercado ou do padrão de concorrência.

Por sua vez, no quesito empresas e mercados, há forte tendência para empresas verticalizadas e maior concentração no setor. Outra questão importante é a estratégia de formação de consórcios entre empresas privadas e públicas (especificamente do grupo Eletrobrás), o que se constitui em uma política de Estado no sentido de participação ativa do processo de coordenação do setor, minimizando incertezas para investidores privados. Em relação às formas de financiamento, houve, a partir de 2004, expressivo crescimento do financiamento via mercado de capitais. Porém, dada a questão de coordenação dita anteriormente, o BNDES é responsável pela maior parte dos investimentos no setor, principalmente em épocas de incertezas macroeconômicas. Neste sentido, as condições de crédito e taxas de juros não representam gargalos expressivos à expansão do setor, especialmente nos segmentos de geração e transmissão.

Capítulo 3 - Perspectivas de Médio e Longo Prazos para os Investimentos no Sistema Produtivo Setor Elétrico Brasileiro

Este capítulo tem como objetivo explicitar dois cenários sobre as perspectivas para os investimentos no setor elétrico brasileiro. Um cenário possível e um cenário desejável. O cenário possível é aquele que leva em conta o ambiente econômico, regulatório e institucional que se visualiza como uma

continuidade do presente. Este cenário considera as capacitações produtivas, tecnológicas e institucionais existentes e os meios atualmente disponíveis para a sua ampliação. Tendo em vista que este cenário leva em conta o contexto atual do setor no Brasil e no mundo, o cenário possível será realizado para o médio prazo (2012).

Neste sentido, a análise se fará a partir dos condicionantes essenciais da dinâmica do setor elétrico, quais sejam: recursos naturais, tecnologia, organizações e mercados, e questões político-institucionais.

Serão explicitados, por fim, os principais determinantes da dinâmica dos investimentos esperados, as transformações estruturais (se houver) engendradas pelos investimentos esperados, bem como os efeitos que estes investimentos podem trazer para a economia brasileira.

3.1 Cenário desejável - 2012

Cabe, primeiramente, mencionar que devido às características do setor elétrico, especialmente o fato de que é necessário planejar a expansão com antecedência, muitas questões relativas ao cenário possível já estão equacionadas.

A tabela 7 mostra a previsão de carga de 2008 a 2012, supondo um crescimento do PIB brasileiro de aproximadamente 4%. Vale notar que nas previsões do ONS já se encontram os resultados da mudança na tendência da elasticidade-renda da demanda.

Tabela 7 - Previsão de carga - 2008 a 2012

Ano	Previsão de Carga (MWmédio)	$\Delta\%$
2008	52.399	-
2009	55.218	5,4
2010	57.426	4,0
2011	59.494	3,6
2012	61.457	3,3

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Gárdos (2008)

✓ Recursos Naturais

Em relação aos recursos naturais, e à conseqüente diversificação da matriz elétrica, a previsão de evolução encontra-se descrita na tabela 8. É possível notar uma clara tendência ao aumento das fontes que compõe a matriz elétrica brasileira. Como mostram os resultados dos leilões de energia nova realizados até 2008, há uma expressiva tendência à entrada de fontes a gás e carvão, especialmente o último em forma importada. Também é perceptível a tendência à construção de usinas de porte menor (PCHs e PCTs⁴⁷), que, por estarem mais próximas dos centros de carga, requerem menores investimentos em linhas de transmissão de longa distância.

Tabela 8 – Projeção da evolução da potência instalada SIN (MW)

Fonte	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Hidroelétrica	66.295	66.425	67.105	69.247	70.776	70.824
Térmica ⁴⁸	11.086	12.115	13.764	16.100	16.260	17.735
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
PCHs	268	934	1.126	1.126	1.126	1.126
PCTs	489	509	509	509	509	509
Eólicas	218	487	720	720	720	720
Outras	2.425	3.481	4.292	4.567	4.637	4.637
Itaipu (BR)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Compras Itaipu (PY)	6.455	6.410	6.055	6.017	5.978	5.937
Total	96.243	99.368	102.578	107.293	109.013	110.495

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

Com efeito, a tabela 9 mostra as perspectivas, em percentuais, para utilização das fontes elétricas para 2012. Note-se a tendência ao aumento

⁴⁷ Pequenas Centrais Hidrelétricas e Pequenas Centrais Termelétricas, respectivamente.

⁴⁸ Inclui gás natural, carvão e biomassa.

expressivo da utilização do gás natural na composição desta matriz. Segundo o planejamento estratégico da Petrobrás 2008-2020, em 2012, o setor elétrico demandará aproximadamente 48 mm³/dia de gás natural, dentro de um universo de oferta de 134 mm³/dia. Isto implica aproximadamente a geração de 9,6 MW médios diários. A utilização deste insumo energético, entretanto, dependerá de sua disponibilidade e, principalmente, da configuração de arranjos inter-setoriais entre os setores de eletricidade e gás ainda indefinidos. Dependerá também da definição de uma política de preços para o gás.

Tabela 9 - Projeção da participação por fontes no SIN

Fonte	%
Hidro (PCHs e Itaipu)	80
Térmica (carvão)	2
Térmica (gás natural)	10
Térmica (nuclear)	2
Biomassa	1
Térmica (der. de petróleo)	2
Eólica e outras	3

Fonte: EPE/PDE e Moreira (2008) Elaboração própria

A tabela 10, por sua vez, apresenta os investimentos, em milhões de R\$, no setor elétrico previstos até 2011. Na tabela não constam, porém, os investimentos relativos às usinas de Santo Antônio e Jirau. Destaque-se que a maior parte dos investimentos (57,43%) está alocada no segmento de geração, confirmando a perspectiva de expansão da capacidade instalada do sistema.

Tabela 10 - Investimentos previstos para período 2008-2011 no Setor Elétrico Brasileiro

Segmento	Investimento (em R\$ bilhões)	Previsto (%)
Geração	58,0	57,43
Distribuição	26,0	25,74
Transmissão	17,0	16,83
Total	101,0	100,00

Fonte: GESEL/IE/UFRJ, com dados BNDES.

✓ **Tecnologia**

No que se refere aos aspectos tecnológicos, cuja condicionante primeira de sua utilização é a qualidade dos recursos naturais disponíveis, não há gargalos expressivos a novos investimentos.

No caso de usinas hidrelétricas, cujo potencial a ser explorado situa-se primordialmente em rios de planície e requer a construção de usinas a fio d'água com a utilização de turbinas bulbo, não há expressivas limitações a novos investimentos, embora a utilização de tais turbinas represente algum desafio tecnológico. Também no caso das usinas a gás, tanto ciclo simples quanto combinado, não há obstáculos expressivos a novas inversões.

Os gargalos a novos investimentos, condicionados pela tecnologia, mais prementes são de duas naturezas, uma ambiental e outra de custos. Em relação à primeira, as limitações são dadas pela necessidade de tecnologia adequada ao tratamento dos resíduos do urânio utilizado nas usinas nucleares, e às tecnologias de *clean coal technology* e captura de carvão.

No segundo caso, encontram-se as usinas eólicas e fotovoltaicas, por exemplo, cujos custos de produção e o custo médio de geração de eletricidade, ainda são elevados e requerem, então, para incorporação na base do sistema, uma escala mínima eficiente.

✓ **Empresas e Mercados**

Em relação às questões de organizações e mercados, algumas tendências se mostram claras num cenário de médio prazo. Primeiramente, há uma forte inclinação a um processo de re-verticalização. Pode-se afirmar que,

embora tenha havido uma modificação expressiva na estrutura industrial, no que tange às questões técnicas e à operação do setor não houve modificações expressivas, de modo que se mantém um elevado grau de complexidade física e técnica no setor. Assim, tal complexidade, em um ambiente desverticalizado, tende a elevar custos de transação (Santana e Oliveira, 1998). Como colocam Santana e Leite (2007), embora o modelo do setor não estimule a verticalização, as empresas têm, por meio de relações contratuais, operado de forma verticalizada.

Com efeito, dá-se destaque ao processo de formação de holdings no setor elétrico que operam de forma integrada, especialmente operando nos segmentos de geração, distribuição e comercialização. Ou seja, há uma forma de governança de mercado distinta da forma verticalizada que imperava no período anterior ao das reformas. Neste sentido, num cenário de médio prazo, há fortes indícios de aumento da concentração no setor, o que requererá por parte do órgão regulador maior atenção aos atos de concentração.

Outro que se configura como um importante condicionante dos investimentos são as parcerias entre empresas públicas e privadas. Nos leilões do Rio Madeira (do tipo A-5), por exemplo, nos quais as usinas licitadas são de grande porte e requerem elevado volume de capital, há parcerias entre empresas privadas e empresas do grupo Eletrobrás, conforme quadro 34. Estas parcerias visam, é lícito concluir, num setor capital-intensivo e com elevado prazo de maturação dos investimentos, sinalizar maior segurança e minimizar incertezas para os investidores privados. Ou seja, é uma forma de coordenação estatal do setor.

Quadro 2 - Consórcios das UHEs do Rio Madeira

PROJETOS	
Santo Antônio	Jirau
Furnas (39%)	Suez Energy (50,1%)
Odebrecht (18,6%)	Camargo Corrêa (9,9%)
FIP Amazônia Energia (20%);	Eletrosul (20%)
Andrade Gutierrez (12,4%)	Chesf (20%)
Cemig (10%)	

Fonte: Elaboração própria com dados de <http://www.canalenergia.com.br>

O financiamento destes investimentos, e dos demais envolvendo grandes empreendimentos, se dá por meio da criação de Sociedades de Propósito Específico (SPE) com financiamento via *project-finance*, sendo a garantia o próprio projeto. Em suma, há em curso uma mudança no padrão de financiamento do setor elétrico, que se configura como uma tendência firme para o cenário futuro.

No que tange ao financiamento, há expressiva participação do BNDES com elemento estimulador e garantidor de novos investimentos, especialmente em expansão. Convém enfatizar o papel de principal financiador do setor exercido pelo BNDES.

Há que se destacar também o aumento dos auto-produtores. A tabela 11 mostra expressivo aumento do consumo de auto-produtores até 2012. Os principais setores, da indústria eletro-intensiva, que contribuirão para este aumento são siderurgia, papel e celulose, e petroquímica. De acordo com dados da EPE, percebe-se um aumento de 11,2% a.a. até 2017 no número de auto-produtores no setor. Assim, a participação da auto-produção no consumo total do setor deve aumentar de 8,7% em 2007 para 11,7% em 2012.

Tabela 11 – evolução do consumo de auto-produtores (em TWh)

	2007	2012	2017
Indústria eletro-intensiva	18,3	32,9	54,0
Outras indústrias	17,1	30,9	48,3
TOTAL	35,4	63,8	102,3

Fonte: Guerreiro (2008)

Outro item importante na agenda é a internacionalização de empresas do setor elétrico brasileiro, destacando-se a Eletrobrás. A estratégia deverá, em médio prazo, contemplar a construção de hidrelétricas binacionais, especificamente na América do Sul, o que demandará arranjos institucionais em nível internacional, aumentando a complexidade do setor.

Neste âmbito, talvez o maior gargalo a investimento seja o *design* do ambiente de contratação livre (ACL). Desenhado para as transações bilaterais entre geradores e grandes consumidores, comercializadores e importadores e exportadores de eletricidade, o ACL respondia, em 2004, por aproximadamente 3% do total do consumo de eletricidade do país. Em 2008, chegou a deter 28% do consumo de eletricidade (15% de auto-produtores) e 50% do consumo industrial. Ou seja, houve um crescimento expressivo das transações neste ambiente, cujo desenho original não prevê regulamentação para tais transações e também não previa um crescimento desta proporção. Deste modo, como pôde ser observado no início de 2008, verificou-se um elevado grau de volatilidade⁴⁹ no PLD devido ao atraso no início da estação de chuvas (Castro e Leite, 2008), ocasionando riscos aos agentes. Tal volatilidade deve-se, principalmente, à diminuição relativa da capacidade de regularização dos reservatórios. Em suma, o ACL carece de um *design*⁵⁰ mais concatenado com os objetivos da política energética. Com efeito, dados os aportes conceituais de Julien et al (2004), um correto *design* pode levar a efeitos desejáveis, i.e, mais investimentos e redução de poder de mercado. Embora, contrariamente a agenda dos anos 1990, os objetivos dos formuladores de políticas, e responsáveis pelo *design* dos mercados, devem ser a expansão do sistema, mas com foco também em questões como poder de mercado (Fabra et al., 2002), *design* dos leilões de compra e venda de energia (Newbery & McDaniel, 2003), e problemas estruturais como a importância dos contratos bilaterais de longo prazo (Wilson, 1998).

✓ Questões político-institucionais

⁴⁹ Isto devido à grande dependência hídrica no processo de formação do preço de liquidação das diferenças. Logo, quando há redução das chuvas, o preço tende a aumentar, porque aumenta o despacho térmico. Por outro lado, quando há um regime pluviométrico favorável, o PLD tende a se reduzir.

⁵⁰ O *design* de um modelo deve ter como objetivo maximizar os investimentos em nova capacidade instalada para garantir a segurança de suprimento, ao menor custo possível para a sociedade, conforme (Cramton, 2002: Santana e Leite, 2007).

No caso das questões político-institucionais, como explicitado no quadro 1, há que se destacar a importância da economia de coordenação. Neste sentido, a crise de suprimento de eletricidade em 2001 pode ser considerada um ponto de inflexão na história recente do setor elétrico, já que, a partir dali, retomou-se o planejamento setorial. Conforme a Lei 10.848 de 2004, o critério para definição da expansão do setor é por meio de licitações de novos empreendimentos, de forma que o Estado, através de diversos agentes, passou a exercer com mais rigor o papel de planejador e, por extensão, de coordenador da expansão da capacidade instalada do setor.

Assim, a coordenação do setor é dividida em um grande número de agentes, porém com áreas de atuação corretamente definidas, dando clareza do papel do Estado no setor. Desta forma, a coordenação intra-institucional não se constitui um gargalo aos investimentos, ao contrário, esta redefinição do papel dos agentes, que ocorreu a partir de 2004, implica maior estabilidade institucional para os agentes e novos investidores, e tem, desde aquele ano, exercido papel fundamental na expansão do sistema.

Porém, no sentido de garantir investimentos e maximizar a confiabilidade do sistema, a política setorial está incorporada à política energética, de sorte que gargalos à expansão da capacidade instalada do setor elétrico são dirimidos na esfera da política energética. Com efeito, a coordenação inter-setorial deve ser equacionada no âmbito da política energética, de modo que a expansão do setor elétrico com fontes diversificadas (gás natural, óleo, etc.) dependerá de arranjos inter-setoriais mais claros e estáveis no tempo.

Neste campo de ação, o principal gargalo à expansão do sistema são as questões de cunho ambiental. Os projetos de novas usinas devem receber licença dos órgãos ambientais, que, devido à necessidade de estudos mais sofisticados sobre o impacto da construção destas usinas, muitas vezes, contribuem para o atraso no cronograma de construção das usinas. Uma possível forma de mitigar este problema é a proposta da EPE (PNE – 2030) de avaliações ambientais integradas, que se referem ao estudo das conseqüências dos impactos ambientais, sociais, indígenas e territoriais. Ou seja, uma

avaliação multidisciplinar. Neste sentido, tais gargalos só serão removidos a partir da convergência entre as políticas energética, ambiental e industrial e arranjos interinstitucionais nos níveis federal, estadual, e municipal.

Outro item importante são os arranjos inter-institucionais, especificamente, entre o setor elétrico e o de gás. No item ‘Recursos Naturais’ mostrou-se que o setor caminha em direção à uma matriz elétrica mais diversificada. Neste sentido, o setor elétrico, que usualmente era essencialmente hidrelétrico com *hedge* físico feito pelas usinas térmicas, pode ser considerado um setor hidrotérmico. A utilização de gás natural na geração termelétrica depende da disponibilidade em abundância deste insumo energético, porém depende também, e com mais intensidade, das relações inter-setoriais. Como dito anteriormente, a política energética é o ambiente no qual será resolvida a compatibilização entre a política do gás e do setor elétrico.

Assim, com base na discussão anterior, pode-se construir o quadro analítico do cenário possível – médio prazo.

Quadro de Análise do Cenário Possível – Médio Prazo (2012)



Em suma, conforme o quadro de análise do cenário possível, tem-se que o principal determinante do investimento no setor elétrico é a coordenação institucional e política. Quantitativamente a previsão de crescimento do PIB, e

⁵¹ No caso específico do setor elétrico, o termo expansão da capacidade instalada refere-se tanto à expansão de unidades geradoras, quanto à expansão da rede de transmissão, que é o transporte em alta voltagem da eletricidade.

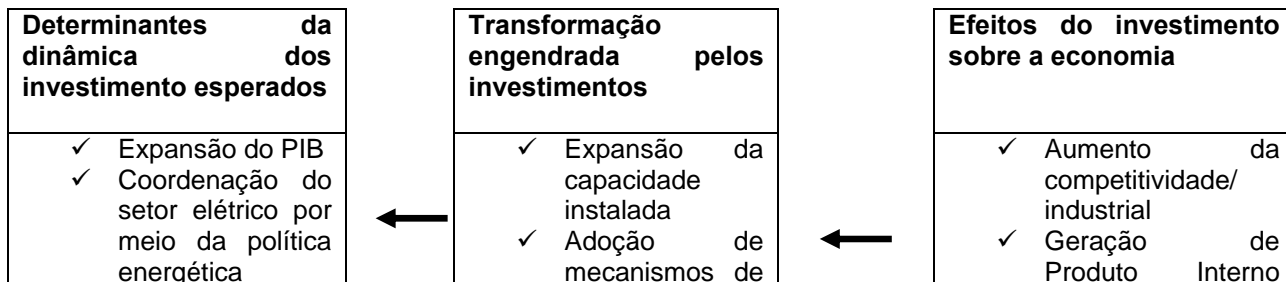
sua relação com a carga, são os elementos constitutivos dos trabalhos que visam fazer a previsão e planejamento da quantidade de energia a ser licitada nos leilões. Com isso, tem-se um aumento na capacidade instalada, nos segmentos de geração e transmissão, essencialmente. Com a garantia de suprimento, dois efeitos se vislumbram na economia: garantia de eletricidade para geração de PIB e aumento da competitividade, caso a eletricidade se manifeste garantindo modicidade tarifária.

3.2 Cenário Desejável

Nesta seção será descrito o cenário desejável, isto é, a visão de longo prazo tendo como meta 2022, e será elaborado tendo em conta as modificações **desejáveis no ambiente econômico, regulatório e institucional**. Neste caso, será realizada uma análise sobre as perspectivas de longo-prazo para evolução dos investimentos no Brasil (2022), levando em conta uma situação ótima em termos de políticas setoriais.

Como já mencionado anteriormente, no setor elétrico, dada sua complexidade e características físicas, técnicas e econômicas e institucionais, a coordenação exercida de forma centralizada exerce papel fundamental na determinação dos rumos da expansão desta indústria, e na manutenção dos princípios que norteiam a política energética, i.e., modicidade tarifária e garantia de suprimento. Desta forma, contrariamente à agenda dos anos 1990, o Estado retomou a capacidade de planejamento e organização das diretrizes futuras do setor.

Quadro de Análise do Cenário Desejável – Longo Prazo (2022)



✓ Aperfeiçoamento dos mecanismos de coordenação inter-institucionais		
---	--	--

--

--

O quadro analítico do cenário desejável mostra que os principais efeitos dos investimentos no setor elétrico são o aumento do PIB e o aumento da competitividade industrial. Estes dois resultados dependem, em primeira instância, do cumprimento dos objetivos da política energética, garantia de suprimento e modicidade tarifária. A análise a seguir visa a, a partir dos quatro grandes tópicos já discutidos, traçar a evolução desejada dos investimentos para que os objetivos sejam, de fato, atingidos.

O quadro analítico sugere que os principais efeitos desejados dos investimentos no setor elétrico são o crescimento do PIB e o aumento da competitividade da indústria. Este último depende, entre outros fatores, da modicidade tarifária, que é um dos pilares da política energética brasileira.

Para que estes objetivos sejam atingidos, espera-se que os investimentos no setor elétrico impliquem aumento da capacidade instalada (nos segmentos de geração, transmissão e distribuição) e a adoção de mecanismos de reserva de geração⁵². Com estes dois elementos, seria possível maximizar a confiabilidade⁵³ do sistema, que é condição essencial para se evitar um racionamento, e as conseqüências negativas na economia daí advindas.

⁵² Dadas as características físicas do setor, tais como a forte interdependência entre os segmentos de produção e transporte de eletricidade e restrições de transmissão, é essencial que haja mecanismos, que garantam investimentos em energia de reserva. Ou seja, a expansão do sistema deve ser assegurada concomitantemente à garantia de confiabilidade do sistema, conforme Leite (2003). Há três abordagens para o problema: i) mercados de energia puros; ii) pagamentos por capacidade; e iii) reservas planejadas. Estas duas últimas talvez sejam a abordagem mais adequada ao caso brasileiro, neste caso, as geradoras e distribuidoras teriam que, por determinação legal, conforme acontece em alguns pools de energia no nordeste dos EUA, contratar capacidade acima de sua previsão de demanda, contribuindo para evitar um racionamento de eletricidade.

⁵³ A NERC (*North American Electricity Reliability Council*) define confiabilidade como sendo o grau no qual o desempenho do sistema técnico resulta em energia entregue aos consumidores dentro dos padrões esperados e na quantidade desejada: <http://www.nerc.com>.

Neste sentido, os principais condicionantes dos investimentos no setor elétrico são a previsão de crescimento da economia – e, por consequência, a previsão de crescimento da carga, dada pela elasticidade-renda da demanda-, a coordenação do setor elétrico por meio da política energética e os aperfeiçoamentos necessários dos mecanismos de coordenação inter-institucional – especialmente a relação entre o setor elétrico e o setor de gás - e no próprio marco regulatório do setor⁵⁴. Neste sentido, dá-se destaque à coordenação, que, nos seus diversos âmbitos, é elemento direto, por meio das decisões políticas, para garantir o correto funcionamento do setor (coordenação de curto prazo) e a expansão do setor (coordenação de longo prazo). Neste sentido, mostra-se que, ao contrário da agenda dominante nos anos 1990, onde se considerava a eletricidade uma *commoditie*, a agenda atual considera a eletricidade um bem público essencial.

✓ Recursos Naturais e heterogeneidade da matriz elétrica

Primeiramente, em relação à evolução da matriz elétrica, a EPE, no documento Plano Nacional de Energia 2030⁵⁵, apresenta dois possíveis cenários de crescimento. Dentro do escopo do Projeto PIB e dada à mudança na elasticidade-renda da demanda e com base nos dados da EPE é possível afirmar que há tendência de crescimento de 3,43% a.a. na capacidade instalada do setor elétrico brasileiro. Desta forma, a potência instalada no setor em 2022 será de aproximadamente 160 GW. Em um cenário mais otimista, com pouca probabilidade de ocorrer após crise econômico-financeira de 2008, conforme o PNE – 2030, a capacidade instalada seria de aproximadamente 179 GW⁵⁶.

A tabela 12 mostra em percentuais a perspectiva de participação de cada insumo energético na matriz elétrica do país para 2020. A tabela apresenta alguns elementos importantes de discussão. Primeiramente, embora se confirme

⁵⁴ Ver Santana et all., 2005.

⁵⁵ MME (2007).

⁵⁶ Os cálculos foram realizados por iteração com base nos dados do PNE – 2030 (MME, 2007).

a tendência à diversificação da matriz elétrica, a hidroeletricidade continuará a exercer papel expressivo no setor elétrico, porém tendendo a participação menor do que a atual. Entretanto, com maior número de hidrelétricas a fio d'água, as usinas térmicas não podem mais ser consideradas complementares ao sistema, ao contrário, o sistema será de base hidrotérmica. Isto implicará novos arranjos institucionais e novos mecanismos de formação de preços.

Com efeito, a perspectiva de aumento da participação do gás natural na matriz se concretiza, o que dependerá, como mencionado, das descobertas do pré-sal e de arranjos inters-setoriais. Outro dado importante diz respeito ao crescimento de importância na matriz dos novos renováveis como energia eólica e biomassa, que, conforme a tabela, totalizarão 6% em 2020. Isto implica avaliar que as tecnologias para utilização destas fontes já terão se tornado mais competitivas, porém, claramente, a energia proveniente de hidrelétricas manter-se-á como a mais competitiva.

Seguindo esta linha de raciocínio há, então, a tendência ao crescimento dos investimentos em longas linhas de transmissão em corrente contínua para aproveitamento do potencial hidrelétrico naquela região. Com o aumento da participação das térmicas no sistema, estas deverão se situar, à exceção das térmicas de biomassa, próximas aos centros de carga. Desta forma, tornando o sistema de transmissão mais robusto e complexo, exigindo maior preparo técnico do operador do sistema.

Dada a diversificação da matriz elétrica, é possível, pois, criar mecanismos de energia de reserva por meio de planejamento centralizado, i.e., de forma concatenada com a política energética. Estes mecanismos visam à manutenção da confiabilidade do sistema elétrico, contribuindo assim para minimizar riscos de desabastecimentos, perante um sistema fisicamente mais robusto e complexo (Oren, 2002; Leite, 2003).

Tabela 12 – Perspectivas da matriz elétrica brasileira em 2020

Fonte	(%)
-------	-----

Hidro (PCH e Itaipu)	77
Térmica (carvão)	3
Térmica (gás natural)	9
Térmica (nuclear)	3
Térmica (der. de petróleo)	2
Eólica e outras	4
Biomassa	2

Fonte: PNE 2030 e Moreira (2008) elaboração própria

Outro importante elemento a ser considerado é o aumento da presença de fontes renováveis intermitentes, como energia hidrelétrica de fio d'água e eólica⁵⁷. Com efeito, neste caso, dado o elevado grau de intermitência, é necessária a presença de térmicas de *back-up* para garantir o fornecimento de eletricidade, principalmente em épocas com baixa hidraulicidade e ventos pouco favoráveis à geração eólica.

Do ponto de vista dos gargalos a novos investimentos, como mencionado anteriormente, o mais significativo são as questões ambientais, especialmente o longo prazo e a dificuldade de obtenção das licenças ambientais prévias. De certa forma, em longo termo, este problema tende a ser equacionado em duas frentes. Primeiramente, há a perspectiva que tais conflitos sejam solucionados no âmbito das relações entre as instituições responsáveis pelas políticas energética e ambiental. E, além disto, a diversificação da matriz e o aumento da participação de novas fontes renováveis, como energia de biomassa, eólica e fotovoltaica, por exemplo, tendem a abrir espaço para maior poder de barganha dos responsáveis pela política energética em relação àqueles responsáveis pela política ambiental. Porém, exigirá aperfeiçoamento nos mecanismos de coordenação inter-institucionais.

⁵⁷ Respectivamente os fatores de capacidade são: 55% e 30%.

✓ **Tecnologia**

Do ponto de vista das questões tecnológicas não se vislumbra significativos desafios e, por conseqüência, obstáculos à expansão. Assim, crê-se pelo próprio exame da tabela x (aquelas sobre o aumento das fontes) que a tendência de investimentos se desdobrará no sentido de, dada a política energética, propiciar a utilização das fontes energéticas escolhidas a partir dos resultados dos leilões futuros.

✓ **Mercados**

Uma tendência que já se mostra clara, conforme a seção 3.1, é o aumento na concentração do setor elétrico, derivado, dentre outras causas, pelo aumento das ocorrências de fusões/aquisições. Neste sentido, dada a coordenação via hierarquia, é prudente concluir que a concentração é uma característica do setor. E, prosseguindo, sendo a política energética, e sua prudente condução, elemento condicionante dos investimentos, então, cabe à ANEEL estabelecer limites a atuação das empresas, sem, entretanto, reduzir a intenção das firmas em realizar novos investimentos.

Outra questão essencial no sentido de investimentos é estabelecer um *design* para o mercado livre que seja coerente com a política energética. Porém, um mercado livre de eletricidade requer algum grau de regulação, de modo que mesmo sua reestruturação implica aumento de importância da política de coordenação.

Por outro lado, tende a se confirmar o processo de internacionalização das empresas, especialmente, as do grupo Eletrobrás. Neste sentido, tal processo deve se dar primeiramente com os países com os quais o Brasil tem fronteiras. Com efeito, há maior necessidade de aprimoramento de mecanismos de coordenação internacional.

✓ **Questões político-institucionais**

Dado o exposto anteriormente, e na tentativa de hierarquizar os condicionantes dos investimentos no setor elétrico, é lícito concluir a importância das questões político-institucionais. Embora houve mudanças significativas na estrutura industrial e nas características das firmas que compõem o setor, não houve uma alteração radical em seus fundamentos físicos e técnicos.

A agenda da década de 1990, que objetivava a introdução da competição e a redução do papel do Estado, e da política, no setor elétrico mostrou-se pouco eficiente no sentido de prover os incentivos necessários para investimentos em expansão do setor⁵⁸. Devido à presença de falhas de mercados, em diversas regiões e a partir de distintas configurações da indústria, que culminaram em severas crises de oferta, a tentativa de reestruturação do setor – visando maior liberalização – foi significativamente relaxada⁵⁹. Em parte, pode-se afirmar que as crises derivaram da pouca preocupação política com a segurança de suprimento de eletricidade, ao negligenciarem-se as características físicas e técnicas do setor.

Em casos onde o processo foi mais bem sucedido, como no Reino Unido⁶⁰, tal sucesso reside, dentre outros fatores, na qualidade da intervenção governamental. Porém, as falhas de mercado, e as conseqüentes crises, mostraram a importância do Estado e de sua coordenação do setor.

⁵⁸ Como exemplo, tem-se a crise da Califórnia em 2001, devida, entre outros elementos, ao excessivo poder de mercado de geradores. Além do mais, a crise de suprimento (acionamento) no Brasil, entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, cuja causa principal, segundo Araújo (2001), foi a ausência de um arcabouço legal-institucional claro que estimulasse investimentos na expansão do sistema. Ou seja, o setor elétrico é altamente sujeito à falhas de mercados.

⁵⁹ Como coloca Joskow (2006), os resultados práticos em termos de concorrência no mercado atacadista, ou *spot*, foram muito modestos.

⁶⁰ Há que se considerar as diferenças técnicas, de recursos naturais e institucionais do Reino Unido ao se analisar sua reforma. Neste caso, como mostra Newbery (1999), estavam satisfeitos os requisitos básicos para a reforma, quais sejam: i) combustível abundante e a preço reduzido; ii) excesso de capacidade sobre a demanda; e iii) crescimento lento da demanda.

Com efeito, é possível constatar que a coordenação, nos seus diversos níveis (técnico, econômico, regulatório e político) é determinante para os investidores no setor elétrico. As características da indústria de energia elétrica implicam elevada interdependência entre os agentes aliada a um alto grau de incerteza e alta complexidade, logo a solução passa, a partir do momento em que se vê a eletricidade como bem público, requer um elevado grau de coordenação.

Neste sentido, destaca-se a relação entre a regulação, o financiamento do setor e as características do investimento. Em um setor onde os investimentos são de longo prazo de maturação⁶¹ e onde, como já exposto, a coordenação exerce papel primordial, então as características do financiamento e do processo regulatório exercem papel essencial na definição dos rumos da expansão do sistema. No caso do financiamento, o BNDES, que já exerce papel fundamental, deverá continuar a exercê-lo e permanecer como o principal banco de infraestrutura do país.

Note-se que, como mencionado na seção 3.Z, em grandes obras, como as usinas do Rio Madeira, há consórcios formados por empresas privadas e públicas, o que, conclui-se, revela uma estratégia de coordenação estatal, por meio da presença no próprio empreendimento, ao mesmo tempo em que permite melhor acesso a canais de financiamento, já que se minimiza o risco para o banco financiador.

Além disto, a estabilidade, ou clareza, do marco regulatório também se constitui em elemento condicionante de investimentos. Neste sentido, na análise de Santana et al (2007), há desafios regulatórios⁶² importantes a serem dirimidos no setor, entretanto sem necessidade de uma mudança radical na estrutura regulatória. Ao contrário, estes desafios surgem das mudanças na estrutura do modelo e das mudanças na conjuntura do setor.

⁶¹ Ademais há características únicas no setor, tais como: i) a presença de *sunk costs*; ii) ativos específicos, e; elevados custos de transação.

⁶² Segundo os autores cabe aperfeiçoar o design dos leilões de energia, aperfeiçoar as regras de revisão tarifária, criar mecanismos de monitoramento do mercado, dentre outras questões conjunturais.

Em um cenário onde haverá aumento da presença de geradoras com menor fator de capacidade concomitantemente à geradoras térmicas, a coordenação se tornará imprescindível, tanto no curto quanto no longo prazo. A maior presença de usinas térmicas demandará melhores arranjos inter-institucionais no sentido de garantir suprimento deste energético para o setor elétrico que seja coerente com a política energética do país.

Neste sentido, dadas as questões colocadas anteriormente, o setor elétrico se tornará efetivamente hidrotérmico e haverá maior grau de diversificação da matriz elétrica. Porém, a diversificação implica considerável aumento da complexidade, nos níveis técnico, econômico e institucional, e, conseqüentemente, aumenta a necessidade e a importância da coordenação. Esta se tornará ainda mais relevante em seus diversos espaços de abrangência, como a coordenação setorial, a inter-setorial, a coordenação entre políticas (política industrial e energética), e, inclusive, política internacional (no caso dos intercâmbios de eletricidade e de insumos).

Maior grau de coordenação implica maior exigência das instituições, em termos de eficiência, o que, em seu turno, implica maiores custos de coordenação e de transação. Por exemplo, maiores custos de contratos, monitoramento, regulação, e custos jurídicos.

Capítulo 4 - Propostas de políticas setoriais

Este capítulo tem como objetivo, a partir da definição dos dois cenários para os investimentos no setor elétrico, identificar as diretrizes e o painel de instrumentos de política mais adequado para promover os objetivos sugeridos.

A sugestão de políticas objetiva viabilizar o Cenário Desejável. Ou seja, serão explicitadas as diretrizes e os instrumentos necessários para viabilizar o Cenário Desejável, ao invés do Cenário Possível (cenário de continuidade da dinâmica de investimento atual).

Conforme o quadro analítico do cenário desejável dois objetivos são expostos: expansão da capacidade instalada e adoção de mecanismos de

energia de reserva. Portanto, as políticas propostas, que são interdependentes, visarão o cumprimento destes dois objetivos de forma simultânea.

O planejamento da expansão do setor elétrico, dado o tempo de maturação dos investimentos, ocorre com significativa antecipação em relação ao início da produção e transporte de eletricidade. De modo que, os investimentos realizados no setor são do tipo induzido. Ou seja, a partir de estudos sobre o potencial de crescimento da economia, e com base na elasticidade-renda da demanda, estipula-se, no caso brasileiro, o crescimento necessário do setor elétrico para fazer face, mantendo a confiabilidade do sistema, à variação na demanda.

Quadro 3 – Relações entre instrumentos de política e investimentos no setor elétrico

Tipo de Instrumento / Tipo de investimento	Incentivos	Regulação	Coordenação
Induzido	<ul style="list-style-type: none"> • Aprimoramento dos mecanismos de leilão de energia existente 	<ul style="list-style-type: none"> • Regulação setorial • Aperfeiçoamento de mecanismos regulatórios 	<ul style="list-style-type: none"> • Coordenação intra e inter-setorial • Redução de gargalos ambientais • Políticas de integração energética com América do Sul
Estratégico			
Mudanças Tecnológicas			
Mudanças na Concorrência			
Mudanças na Demanda Mundial			

O quadro 3 resume as propostas de políticas de acordo com o tipo de investimento e com os tipos de instrumentos.

✓ **Aprimoramento das regras dos leilões de energia existente**

Conforme Santana et al (2005), embora haja bastante estabilidade na política de incentivos a novos investimentos no setor, será necessário aprimorar as regras dos leilões de energia existente. Ou seja, como política propõe-se o detalhamento das regras destes leilões, incluindo a decisão de leiloar os vários produtos simultaneamente ou de forma seqüencial. Outra decisão a ser tomada refere-se à necessidade de utilização de preços de reserva. Por fim, Santana et al (2005), propõe mudanças nas regras e estruturas dos leilões, sugerindo leilões híbridos no que diz respeito ao modelo de leilão.

Por fim, em relação aos incentivos há poucos ajustes a serem feitos, dado que a expansão do setor se dá a partir dos estudos feitos pela EPE (longo prazo), e pelo ONS (curto prazo). Porém, pequenos ajustes nas regras de comercialização dos leilões deverão ser realizados.

✓ **Regulação setorial**

Neste caso, cabe aperfeiçoar mecanismos regulatórios, tais como o monitoramento de mercado⁶³. Num contexto de maior concentração de mercado, o monitoramento pode prevenir, ou minimizar, condutas anti-competitivas e a prática de poder de mercado. Como o setor elétrico será mais complexo – devido ao maior número de fontes, maior número de agentes e linhas de transmissão -, a tarefa de monitoramento será um expressivo desafio ao regulador⁶⁴.

⁶³ A respeito de monitoramento de Mercado, cabe ver o texto de Wolak (2004).

⁶⁴ Alguns exemplos de indicadores utilizados para monitoramento de mercado nos EUA são, conforme Wolak (2004): preços de energia, preços das restrições de transmissão e dos mercados de capacidade, preços agregados, volume de energia comercializada, despacho de energia e encargos de transmissão.

Outra política a ser adotada é o aprimoramento do cálculo das tarifas no ACR e prevenir o crescimento das tarifas no ACR devido ao aumento no número de consumidores livres.

Por fim, será importante redefinir o modelo computacional de formação de preços. À medida que a matriz se torne mais heterogênea, com a presença de fontes não-renováveis e renováveis, e com usinas com distintos fatores de capacidade e diferenças de custos entre estas fontes, é importante que seja desenvolvido um modelo que permita, dentre os objetivos da política energética, calcular o despacho ótimo por fonte e por mérito de custos. Incertezas em variáveis-chave como as vazões, disponibilidade de água nos reservatórios, configurações de rede de transmissão, disponibilidade das usinas, dentre outras, contribuem para aumentar a complexidade do problema.

✓ **Coordenação**

A coordenação do setor, como já mencionado anteriormente, é o mais importante condicionante dos investimentos no setor. Com efeito, a política de coordenação entre as autoridades ambientais e do setor elétrico ainda carece de muitos aperfeiçoamentos. A definição desta coordenação é essencial para a trajetória de expansão, e dos investimentos, do setor elétrico. Esta dicotomia, entre desenvolvimento e preservação ambiental, não é recente, e é um problema que abarca a maior parte dos países. Como se pôde notar no capítulo 1, os países da Europa Ocidental e os EUA têm centrado seus esforços no sentido de ter maior participação de fontes renováveis em suas respectivas matrizes elétricas.

Convém notar que não são triviais as soluções para tais problemas, porém, este é um elemento direcionador dos investimentos no setor elétrico, tanto em volume de recursos quanto na qualidade destes investimentos, e deverá estar resolvido, ou minimizado, em curto espaço de tempo. Esta solução será dada a partir da hierarquização das políticas ambiental e setorial.

A compatibilização das políticas ambiental e energética será realizada por meio de hierarquização entre elas. De um lado, caso priorize-se, no âmbito

governamental, a política ambiental, então a tendência do setor será formar uma matriz heterogênea composta por hidrelétricas a fio d'água⁶⁵, e mais incentivos a usinas eólicas e fotovoltaicas.

Para se ter maior presença de parques eólicos, e usinas renováveis em geral, são necessárias políticas de incentivo e subsídios governamentais. Ou seja, neste caso, a solução será dada pela relação das políticas energética e ambiental com a política fiscal, o que leva a constatação da importância da coordenação política no setor. Com efeito, confirma-se a agenda da era pós-2001, ou seja, a expansão do setor se dará a partir das diretrizes da coordenação estatal.

Ou seja, caso esta tendência se confirme, então, a política ambiental condicionará a política energética, e, por consequência, a evolução da matriz elétrica do país. Em suma, o que vai determinar o grau de heterogeneidade da matriz, e a qualidade dos investimentos é a hierarquia das políticas e esta será decidida em âmbito governamental.

De todo modo, a definição dos rumos da matriz, e dos investimentos, se dará no âmbito das decisões estratégicas do governo.

No sentido da heterogeneidade da matriz elétrica, um importante elemento de coordenação inter-setorial é a relação com o setor de gás natural. Conforme o Planejamento Estratégico da Petrobrás, a partir de 2012, um terço do gás natural será destinado à geração termelétrica. Neste caso, o âmbito da coordenação é a própria política energética.

Outro elemento importante de coordenação, neste caso intra-setorial, é a confiabilidade do sistema, que foi exposta como um dos objetivos desejáveis, por meio de mecanismos de energia de reserva. A manutenção da segurança de oferta, no longo prazo, é uma das atribuições do CMSE, e portanto, esta é uma questão que deverá ser solucionada no âmbito da coordenação do setor.

⁶⁵ Convém lembrar que a Constituição Federal de 1988 impõe limites a construção de grandes reservatórios, logo há forte tendência que prevaleçam, no caso dos aproveitamentos hidráulicos, a construção de usinas a fio d'água.

Diferentes mecanismos têm sido estudados na literatura⁶⁶, porém, coerentemente com a política energética, este problema deverá ser solucionado a partir do planejamento setorial de longo prazo.

Por fim, em relação à coordenação, cabe destacar que deverá ser desenhado um mecanismo de coordenação internacional. Será cada vez mais premente a integração energética na América do Sul, principalmente entre países fronteiriços. Neste sentido, a atuação das autoridades do Ministério das Relações Exteriores (MRE) será fundamental para uma política bem-sucedida, de modo que eventuais conflitos serão dirimidos a partir das negociações entre os países envolvidos.

Em suma, há uma natureza intrinsecamente política das decisões finais sobre as regras, as normas e as organizações que garantem a operação – curto prazo - e a expansão do setor elétrico – longo prazo.

⁶⁶ Conforme Leite (2003).

Referências

AMARANTE, O.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A L. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. CRESESB / ELETROBRAS / CEPEL / MME. Brasília: MME, 2001.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2005.

ARAÚJO, João L. H. Regulação de monopólio e mercados: questões básicas. In: **I Seminário Nacional no Núcleo de Economia da Infra-estrutura**, 1997.

ARAÚJO, J. L.H. A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise. In: **XXI Encontro Nacional de Pós-Graduação de Economia ANPEC**: Salvador, 2001.

BICALHO, R.G. A complexidade das relações no setor elétrico. **Boletim Infopetro**. Ano, 7, n.6, nov/dez, 2006 (disponível em www.gee.ie.ufrj.br/infopetro).

BICALHO, R.G. A complexidade das relações no setor elétrico brasileiro. **Boletim Infopetro**, Ano 8, n. 2, mar/abr, 2007 (disponível em www.gee.ie.ufrj.br/infopetro).

BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James, KAHN, Edward and STOFT, Steven. **Market power in electricity markets**. UCEI POWER working paper PWP-036, University of California Energy Institute, Berkeley, March 1996.

CASTRO, N. J.; DANTAS, G. A. **A bioeletricidade sucroalcooleira e o hiato entre oferta potencial e oferta efetiva**. IFE n.º 2.213. Rio de Janeiro. 28 de Fevereiro de 2008a. {<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/biblioteca/index.htm>}.

CASTRO, N. J.; DANTAS, G. A. **O leilão de Energia de Reserva e a superação de entraves para a bioeletricidade**. Disponível em <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos.asp?id=66276>. Acessado em 29 de julho de 2008b.

CASTRO, N. J. & DANTAS, G. A. **As lições do Leilão de Energia de Reserva**. Canal Energia. Rio de Janeiro, 19 de Agosto de 2008c. Disponível em <http://www.canalenergia.com.br>.

CASTRO, N. J.; LEITE, A. L. S. **A Volatilidade do Preço de Liquidação de Diferenças é um fator de risco financeiro e tarifário para os agentes do setor**. Canal Energia. Rio de Janeiro, 17 de julho de 2008. Disponível em <http://www.canalenergia.com.br>.

CASTRO, N.J.; ROSENAL, R. **Nova tendência para a Elasticidade-renda da demanda de ee no Brasil.** IFE 2.215 03 de março 2008

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.** Relatório Consolidado Etapa IV- Vol. 1 . Sumário Executivo. Brasília, junho de 1997.

CORRÊA NETO, V; RAMON, D. **Análise de Opções Tecnológicas para Projetos de Co-geração no Setor Sucroalcooleiro.** Setap. Brasília, 2002.

CORREIA, T.; MELO, E.; COSTA, A.; SILVA, A. Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. **Revista de Economia.** V.7, n.3, set/dez, 2006 (disponível em www.anpec.org.br, acesso em 02/fevereiro/2007).

CRAMTON, Peter. Electricity market design: the good, the bad and the ugly. In: Proceedings of the **36th IEEE Hawaii International Conference on System Sciences.** January 2003.

CZISCH, G. & GIEBEL, G. Realizable scenarios for a future electricity supply based 100% on renewable energies. In: **Energy solutions for sustainable development Proceedings.** Risø international energy conference 2007, Risø (DK), 22-24 May 2007.

BRASIL. Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). **Anuário Mineral de 2005.** Brasília, 2005.

CEPS (Centre for European Policy Studies). **The future of European electricity:** choices before 2020. Policy brief, 164, July 2008.

Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). **Anuário Mineral de 2005.** Brasília, 2005.

DIAS LEITE, A. **A energia do Brasil.** 2 ed. Rio de Janeiro: Campus, 2007.

DUTRA, Ricardo M. Energia Eólica. In: TOLMASQUIM, M. (org.). **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil.** Rio de Janeiro: Relume Dumará, 2004.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético nacional 2006 – Ano Base 2005 – Resultados Preliminares.** EPE: Rio de Janeiro, 2006b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA / MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanco Energético nacional 2005 – Ano-base 2004.** Rio de Janeiro: EPE, 2005.

FABRA, N.; Von der FEHR, N.H.; HARBORD, D. **Designing electricity auctions: uniform, discriminatory and Vickrey.** Department of Economics (Discussion paper), University of Oxford, 2002.

GÁRDOS, I. **O ONS e os desafios da operação do SIN.** In: III Seminário Internacional do Setor Elétrico. Rio de Janeiro, 2008.

GILBERT, R. & NEWBERRY, D. **Electricity merger policy in the shadow of regulation.** University of California Energy Institute, paper EPE 019, march 2006.

GLACHANT, J.M.; LEVÊQUE, F. **Electricity internal market in the European Union: What to do next?** Working paper - CWPE 0623 and EPRG 0605, march 2006.

GUERREIRO, A. **Mudanças estruturais no Mercado de energia elétrica brasileiro.** In: III Seminário Internacional do Setor Elétrico. Rio de Janeiro, 2008.

HUNT, Sally & SHUTTLEWORTH, Graham. **Competition and choice in electricity.** West Sussex: Wiley, 1996.

JOSKOW, P. Markets for power in the USA: an interim assessment. **Energy Journal**, 27(1), 2006., p. 1-36.

JOSKOW, P. **Lessons learned from electricity market liberalization.** MIT, 2007 (disponível em <http://econ-www.mit.edu/files/2093>).

JULIEN, C.; KIESLING, L.; STAROPOLI, C.; WILLIAMSON, D. **Investment incentives and dynamic efficiency in electricity markets: an experimental analysis.** http://atom.univ-paris1.fr/documents/2004_Staropoli_2.pdf, 2004.

KIM, T.; RO, S. Power augmentation of combined cycle power plants using cold energy of liquified natural gas. **Energy**, V. 25, n0 9. pp. 841-856. 2000.

LEITE, A. **Modelo de mercado de capacidade com hedge para o setor elétrico brasileiro.** Florianópolis: UFSC (Tese), 2003.

LOSEKAN, L.D., **Reestruturação do setor elétrico brasileiro: coordenação e concorrência.** Tese de Doutorado, Instituto de Economia da UFRJ, Rio de Janeiro, dezembro de 2003.

MME – Ministério das Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030.** Brasília (MME: EPE), 2007.

MOREIRA, N. H. **Perspectivas da matriz energética brasileira.** In: Ciclo de palestras de Furnas (apresentação), Abril 2008.

NEWBERY, D. M. **Privatization, restructuring and regulation of network utilities**. Cambridge, MA, MIT Press, 1999.

NEWBERY, D. M.; McDANIEL, T. **Auctions and Trading In Energy Markets: An Economic Analysis**, (disponível em <http://www.econ.cam.ac.uk/electricity>), 2003.

PECI, A. Reforma regulatória brasileira dos anos 90 à luz do modelo de Kleber Nascimento. **Revista de Administração Contemporânea**. V. 11, n.1, jan/mar 2007, p. 11-30.

PINHEL, A. C. **Simulação de Uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Risco X Retorno**. Tese de Mestrado. COPPE/UFRJ, 2000.

PINTO JR, H. (org.). **Economia da energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

POLLITT, M. **The future of electricity (and gas) regulation**. Cambridge Working Paper in Economics, 0819, 2008.

PONTES, J. R. A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação. In: BORENSTEIN, C et al. (orgs.) **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

SANTANA, E. & OLIVEIRA, C. A. A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil. In: BORENSTEIN, C et al. (orgs.) **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

SANTANA, E.; MENDES, D. P. ; SILVA, C. Desafios Regulatórios no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. In: **IX Reunião Ibero Americana de Reguladores de Energia**, Punta Del Leste, 2005.

SANTANA, E; LEITE, A. **Transaction cost economics and property right theory: the case of the Brazilian electricity industry**. In: 4th International Conference Developments in Economic Theory and Policy, 2007.

SILVA, Édson L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

SOUZA, Z; AZEVEDO, P. F. Energia Elétrica Excedente no Setor Sucroalcooleiro: um estudo a partir de usinas paulistas. **Revista de Economia e Sociologia Rural**. Brasília-DF, 2006. Jun 2006, vol.44, no.2, p.179-199

STOFT, Steven. **Power System Economics**: Designing markets for electricity. IEEE/ Wiley Inter-Science: Piscataway, 2002.

THOMAS, S. **The European Union Gas and Electricity Directives**. EPSU (<http://www.epsu.org>), 2005.

TOLMASQUIM, M. **Geração de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

TOLMASQUIM, M. **Projeções da demanda de energia elétrica**. Rio de Janeiro: EPE (apresentação em power point), maio 2008.

YI-CHONG, X. The myth of the single solution: electricity reforms and the World Bank. **Energy** (31), 2006, p. 802-814.

WILSON, R., **Efficiency considerations in designing electricity markets**. Report to the Competition Bureau of Industry Canada, 1998.

WORLD BANK. **The World Bank's role in the electricity power sector: policies for effective institutional, regulatory and financial reform**. Washington, DC: World Bank, 1993.