

**Energia hidrelétrica e seus principais riscos
hoje no Brasil: o caso das PCH's**

EDUARDO NEJAR BORBA

RIO DE JANEIRO
AGOSTO 2015

Nejar, Eduardo

Energia hidrelétrica e seus principais riscos hoje no Brasil: o caso das PCH's – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica/ curso de Engenharia Civil, 2015.

IV, 83p.; il.; 29,7cm.

Orientadora: Heloisa Teixeira Firmo

Referencias Bibliográficas 73-84.

1. Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2. Mitigações dos Riscos e Incentivos ao Investimento. 3. Matriz Energética Brasileira. 4. Financiamentos de Projetos

I. Firmo, Heloisa Teixeira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Civil. III. Título

Energia hidrelétrica e seus principais riscos hoje no Brasil: o caso das PCH's

EDUARDO NEJAR BORBA

**Projeto de Graduação apresentado ao
Curso de Engenharia Civil da Escola
Politécnica, Universidade Federal do Rio
de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de
Engenheiro Civil**

Orientadora:

Prof^a. Heloisa Teixeira Firmo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO

AGOSTO 2015

Energia hidrelétrica e seus principais riscos hoje no Brasil: o caso das PCH's

EDUARDO NEJAR BORBA

**PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO
CURSO DE ENGENHARIA CIVIL DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO CIVIL.**

Examinada por:

Orientadora: Prof^a. Heloisa Teixeira Firmo, D.Sc., UFRJ

Prof. Jorge Prodanoff, D.Sc., UFRJ

Prof. Tarcisio Castro, D.Sc., UFRJ

Rio de Janeiro – RJ

BRASIL

AGOSTO 2015

Sumário

RESUMO	7
ABSTRACT	8
AGRADECIMENTOS	9
1-INTRODUÇÃO	10
OBJETIVO	11
MOTIVAÇÃO.....	11
METODOLOGIA.....	12
2 - CONTEXTUALIZAÇÃO.....	13
2.1 - A ESTRUTURA DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	13
2.2 – AS REFORMAS DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	16
2.3 - ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	19
2.4 – MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	21
3 – O SETOR HIDROELÉTRICO NO BRASIL.....	22
3.1 – A EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE.....	24
3.2 - ANÁLISE DAS PCH’S NO MERCADO LIVRE.....	25
3.3 - OS LEILÕES E OS ACR’s.....	26
3.4 - AS CRISES DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO	30
4 – FINANCIAMENTOS DE PROJETOS	35
4.1 - ENGENHARIA DO PROPRIETÁRIO	37

4.2 – CONCEITOS BÁSICOS DO PROJECT FINANCE.....	39
4.3 - ATRATIVIDADE DO EMPREENDIMENTO	39
4.4 - PERSPECTIVAS PARA O FUTURO.....	41
5 – PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCH’S)	41
5.1 – CLASSIFICAÇÃO DAS PCH’S QUANTO À POTÊNCIA E QUEDA DE PROJETO	42
5.2 – VANTAGENS DAS PCH’S	43
5.3 – DESVANTAGENS DAS PCH’S.....	44
5.4 – AS PCH’S NO CENÁRIO ENERGÉTICO DO BRASIL	45
5.5 – ASPECTOS LEGAIS DAS PCH’S.....	45
5.6 - ASPECTOS TÉCNICOS DAS PCH’S	46
5.7 – SEGURANÇA DA BARRAGEM	48
5.8 - A IMPORTÂNCIA DAS PCH’S NA MATRIZ ENERGETICA BRASILEIRA .	49
6 - MITIGAÇÕES DOS RISCOS E INCENTIVOS AO INVESTIMENTO	50
6.1 – RISCOS DE CONSTRUÇÃO DE EMPREENDIMENTO HIDRELÉTRICO	56
6.2 - MITIGAÇÕES DOS RISCOS E INCENTIVOS AO INVESTIMENTO: “CASO DAS PCH’s”.....	57
7 – AVALIAÇÃO DE IMPACTOS AMBIENTAIS	59
8 – LICENCIAMENTO AMBIENTAL.....	62
8.1 - LICENÇA PRÉVIA – LP	63

8.2 - LICENÇA DE INSTALAÇÃO – LI.....	64
8.3 - LICENÇA DE OPERAÇÃO – LO	65
9 – POTENCIAL DE EXPANSÃO DE PCH	65
10- ESTUDO DE CASO	69
11 – CONCLUSÃO.....	71
ANEXOS	73
CRONOLOGIA DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	73
REFERÊNCIAS	82

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 Estrutura do mercado Elétrico</i>	13
<i>Figura 2 Capacidade Instalada do SIN (MW)</i>	17
<i>Figura 3 Estrutura da Capacidade Instalada no SIN</i>	17
<i>Figura 4 Organização do setor Elétrico Brasileiro</i>	20
<i>Figura 5 Mercado Spot</i>	21
<i>Figura 6 Modelo Institucional do setor elétrico</i>	22
<i>Figura 7 Ambientes Regulado ACR e Livre (ACL)</i>	25
<i>Figura 8 Ambiente de Contratação (ACR e ACL)</i>	26
<i>Figura 9 Nível dos reservatórios nas regiões nos últimos 15 anos</i>	34
<i>Figura 10 Organograma para Contratos EPC-Turn KEY</i>	37
<i>Figura 12 Fluxograma de Atividades para Estudo de Projeto Básico de Pch</i>	60
<i>Figura 13 Fluxograma de implantação de PCH</i>	61
<i>Figura 14 Evolução do Desempenho com agregação de Novas Usinas ao longo do Período.</i>	69

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 COMPARATIVO RACIONAMENTO X BLECAUTE.....	32
TABELA 2 CLASSIFICAÇÃO DAS PCH'S QUANTO À POTÊNCIA E QUEDA DE PROJETO.....	43
TABELA 3 CUSTO DA ENERGIA NO BRASIL.....	44
TABELA 4 QUADRO COMPARATIVO UHE x PCH.....	50
TABELA 5 EFEITO NAS APROVAÇÕES DE CREDITO PELO BNDES	51
TABELA 6 PRINCIPAIS PROJETOS HIDRELÉTRICOS CONTRATADOS COM O BNDES ENTRE 2007 E 2009 (EM R\$ MILHÕES).....	52
TABELA 7 TIPOLOGIA DE RISCOS.....	53
TABELA 8 – DESVIO DO RIO DURANTE A CONSTRUÇÃO	56
TABELA 9 – PROJETO DE ESTRUTURAS EXTRAVASORAS	56
TABELA 10 CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO TIPO DE PROBLEMA	70

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

CCEE – Câmara de Comercio de Energia Elétrica

BM&F – Bolsa de Mercadorias e Futuros

CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica

CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia

LP – Licença Prévia

LI - Licença de Implantação

LO – Licença de Operação

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

IPA – Índice de Preços por Atacado, publicado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV (IPA-DI: compreende o período entre o primeiro e o último dia do mês de referência).

MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PIEE – Produtor Independente de Energia Elétrica

PND – Plano Nacional de Desestatização

PPA – Power Purchase Agreement (Contrato de compra e venda de energia)

PPT – Programa Prioritário de Térmicas do Governo Federal

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

TEO – Tarifa de Energia de Otimização

TIR – Taxa Interna de Retorno

VPL – Valor Presente Líquido

RESUMO

Atualmente o Brasil enfrenta uma grave crise hídrica e energética, devido à dependência das usinas hidrelétricas como a principal fonte de energia. Aparentemente esta dependência reflete uma fraqueza para o Setor Elétrico Brasileiro, mas será que estamos tão vulneráveis assim? E como chegamos nessa atual situação?

Para responder essas perguntas, utilizo o caso de uma das fontes de energia limpa e renovável, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's). Hoje as PCH's tem um papel importante na geração local de energia, comparado as grandes Usinas Hidrelétricas.

Para complementar, abordo resumidamente o complexo setor elétrico brasileiro, único no mundo com suas características e restrições, contextualizando o Mercado Elétrico Brasileiro, analisando as crises que o setor enfrentou e enfrenta até hoje, apresentando as Mitigações ao risco e incentivos ao investimento das PCH's.

Finalizo este trabalho com o levantamento de dados que confirmem o grande potencial das PCHs espalhadas pelo território brasileiro e em paralelo com dados que comprovem um estado de alerta no âmbito energético, estimulando com isso que empreendedores e agentes políticos voltem seus olhos para esses aproveitamentos.

ABSTRACT

Brazil currently faces a severe water and energy crisis, largely due to the dependency on hydroelectric plants as the main source of energy. Apparently this dependence reflects a weakness for the Brazilian Electric Sector, but are we so so vulnerable? And how we got in this current situation?

Answer to these questions, I use the case of one of the clean and renewable energy sources, Small Hydro Power (SHP). Today the SHP has a very important role in the local power generation, compared large hydropower plants.

In addition, I discuss briefly in a few pages the complex Brazilian electricity sector, unique in the world with its complex features and restrictions, contextualizing the Brazilian Electricity Market, analyzing the crisis that the industry faced and faces up today and presenting Mitigations to risk and incentives investment of SHP.

I conclude this work with data collection to confirm the great potential of SHP throughout Brazilian territory and in parallel with data showing alertness in the energy sphere, stimulating with what entrepreneurs and politicians turn their eyes to these usages.

AGRADECIMENTOS

Meus sinceros agradecimentos, Aos meus pais, Clóvis Humberto e Jacqueline, as pessoas mais importantes da minha vida, e que sempre se esforçaram para me proporcionar uma boa educação ensinando-me sobre perseverança, integridade e amor.

A meu irmão e amigo Marcelo, pessoa que sempre poderei confiar. À minha família, Avós e Avôs que apesar de não estarem mais conosco, forneceram a base para a construção de uma sólida estrutura familiar e ensinaram valores, como respeito e serenidade.

Aos meus amigos, que estiveram ao meu lado durante essa longa caminhada e ajudaram a tornar esse longo período mais agradável. Aos bons amigos que fiz na UFRJ. Obrigado!

Aos professores da UFRJ, por todo o conhecimento compartilhado. A minha orientadora, professora Heloisa Teixeira Firmo que contribuiu muito para esse trabalho. Agradeço também aos professores Jorge Prodanoff e Tarcisio Castro, por aceitar compor a banca avaliadora e dar o suporte necessário à minha formação.

À Universidade Federal do Rio de Janeiro, por fornecer o embasamento técnico capaz de produzir profissionais de excelência.

Dedico esse trabalho a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para que eu alcançasse esse sonho. A conquista não foi fácil, porém todo esforço e sacrifício necessários valeram a pena.

Eduardo Nejar Borba

1-INTRODUÇÃO

A dinâmica do capitalismo leva a formação de uma comunidade global que permita maiores mercados para os países desenvolvidos cujos mercados internos já estão saturados. O processo de globalização diz respeito à forma como os países interagem e aproximam pessoas, ou seja, interliga o mundo e com isso, gerada a fase da expansão capitalista, onde é possível realizar transações financeiras, ampliar seu mercado de atuação para regiões distantes e emergentes, sem necessariamente um investimento alto de capital financeiro, pois a comunicação no mundo globalizado permite tal expansão, porém, obtêm-se conseqüentemente o aumento acirrado da concorrência.

Um momento importante na história nacional, que referencia o mundo globalizado em que vivemos, foi o processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Até 1995, a data do início das privatizações no Brasil, existia basicamente o monopólio do setor. Neste período apenas as empresas estatais forneciam energia elétrica ao mercado.

Hoje o SEB está muito mais integrado e complexo, mas vem sofrendo com o enfrentamento de uma crise energética e hídrica. Como bases para esta referência, posteriormente será apresentado a atual situação que as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) estão enfrentando, seus entraves para implantação/agregação, evolução histórica e momento atual desta fonte limpa de energia.

OBJETIVO

O objetivo neste trabalho é apresentar uma análise compreensão e aprofundamento da importância das PCH's para o setor elétrico Brasileiro: a situação atual, tendência da expansão das PCH's na potência instalada das usinas elétricas no Brasil, principais entraves à sua ampliação; possibilidades de aumento da fatia de mercado frente à atual crise energética no Brasil; aspectos econômico-financeiros e ambientais.

MOTIVAÇÃO

Minha maior motivação para a realização da monografia neste assunto foi escolher a ênfase de Recursos Hídricos e Meio Ambiente para prosseguir com meus estudos. Ao optar por esta linha de estudo, pude conhecer e me aprofundar em disciplinas importantes, como: “Aproveitamento de Recursos Hídricos”, “Estruturas Hidráulicas e Continentais” e “Aproveitamentos Hidrelétricos”.

Outros fatores inspiradores foram as visitas técnicas as obras das Pequenas Centrais Hidrelétricas do Rio Grande - PCH Caju e PCH São Sebastião do Alto em 18 e 19 Setembro de 2009, a UHE Simplício em Sapucaia-RJ, em 23 de junho 2010 e a visita ao Parque Eólico de Osório-RS e ao Parque de Atlântica em Palmares do Sul - RS, em 13, 14 e 15 de agosto de 2013.

As disciplinas cursadas na graduação e as visitas técnicas extracurriculares guiaram-me para buscar conhecimento na área que hoje me dedico e pretendo seguir futuramente.

METODOLOGIA

Começo caracterizando os mercados elétricos em seu modelo clássico e posteriormente, apresento uma síntese da estrutura institucional após as reformas do fim do século passado, executadas no Brasil. O foco é conceituar as principais características econômicas e institucionais que predominam atualmente nos mercados elétricos, com base em uma perspectiva histórica. Em seguida, são apresentados a evolução e o quadro atual de organização institucional do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Depois deste panorama, são expostos os principais riscos de investimentos neste setor e alguns fatores que proporcionam o investimento, utilizando o exemplo do BNDES como credor. Por fim, são traçadas as perspectivas para os próximos anos e as conclusões.

Utilizei também como fonte de conhecimento em engenharia e auxílio à elaboração da monografia, as visitas técnicas as obras das Pequenas Centrais Hidrelétricas do Rio Grande - PCH Caju e PCH São Sebastião do Alto, a UHE Simplício em Sapucaia-RJ e aos Parques Eólicos de Atlântica I, II, IV e V em Palmares do Sul - RS.

Toda a pesquisa foi realizada nos sites, endereços na Internet das instituições competentes que constam na referência bibliográfica. Realizei uma entrevista com o professor e consultor Flavio Miguez sobre o livro de sua autoria: “A História das Barragens do Brasil século XIX, XX e XXI”, além de uma breve descrição do SEB hoje. Aprofundei os conhecimentos com levantamentos e análises de documentos, elaboração de relatórios e gráficos.

2 - CONTEXTUALIZAÇÃO

Os mercados elétricos são complexos, com especificidades em diversos países, e sua compreensão torna-se difícil tanto para aqueles que conhecem o setor quanto para os que iniciam seu estudo. No caso do setor elétrico brasileiro, cujas peculiaridades o tornam único no mundo, a necessidade de aprendizado é um desafio crescente. Para entender o fenômeno recente de retomada dos investimentos iniciado após a crise de energia em 2001 e buscar prospectar sua trajetória, é necessário realizar a difícil tarefa de, em poucas páginas, contextualizar a organização do SEB e apresentar esta fonte limpa de energia que são as PCH's, seus prós e contras, a evolução no mercado até os dias atuais e seus riscos e entraves para a implantação hoje.

2.1 - A ESTRUTURA DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

A estrutura do mercado tinha um formato clássico, representado na Figura 1, estrutura essa utilizada em meados dos anos 1980, mas concentrando-se no início dos anos 1990.

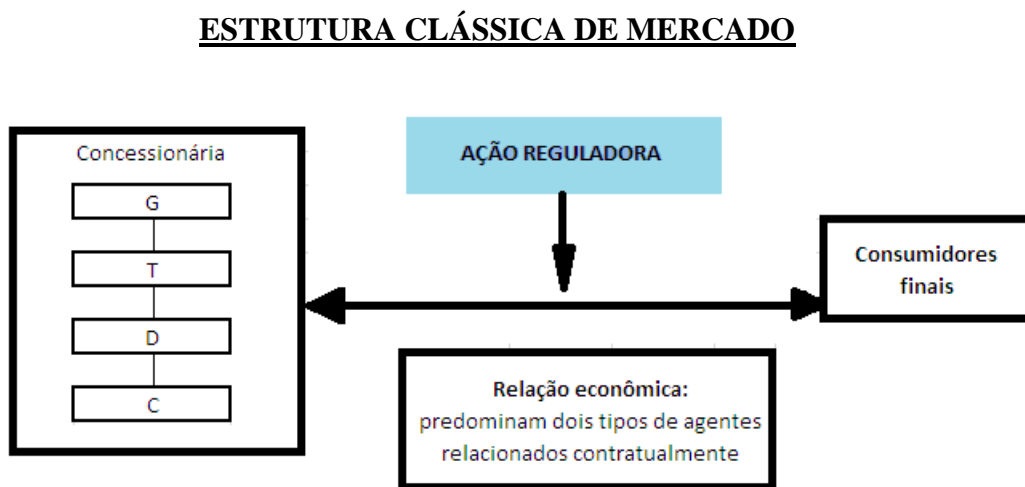


Figura 1 Estrutura do mercado Elétrico

Fonte: adaptação do livro *perspectivas do investimento (2010-2013)-Setor elétrico*.

Na estrutura apresentada acima, o fornecedor de energia elétrica é uma concessionária de serviço público verticalmente integrada, e, portanto detentora dos ativos de geração, redes de transmissão e distribuição de eletricidade, bem como

responsável pela venda direta aos consumidores. Além de exercer a função econômica em todos os segmentos da cadeia de fornecimento e distribuição de eletricidade, a concessionária é monopolista, ou seja, é a única a operar nesse mercado, status esse garantido pelo marco regulatório.

A estrutura monopolista está associada às características vigentes no mercado elétrico no pós-guerra na maior parte dos países, tanto no que diz respeito à demanda quanto à oferta de energia. Pelo lado da demanda, havia o fato de as taxas de crescimento se mostrarem expressivas (superiores a 5% ao ano), levando à necessidade de investimento intensivo em capital ao longo da cadeia de suprimento com periodicidade freqüente e à frente da demanda. A implicação disso para o planejamento do setor elétrico é a necessidade, pelo lado da oferta de eletricidade, de trabalhar com capacidade ociosa.

Conjugada à necessidade de capacidade ociosa, pelo lado da oferta, os segmentos do setor elétrico apresentavam características de *monopólio natural*¹ em seus principais segmentos, porém com particularidades em cada um. Para geração de eletricidade, a característica de monopólio natural advém da explicação teórica neoclássica padrão: economias de escala e de escopo. Mais precisamente, a escala mínima *eficiente*² do parque gerador não permite a existência de dois ofertantes, seja na presença de monopólio forte (preço > custo médio > custo marginal), seja na presença de monopólio fraco (preço > custo marginal > custo médio) [Araújo (2005)].

No que se refere às redes propriamente ditas, sistema de transmissão e distribuição, Newbery (2000) e Kahan (1998) adotam um conceito que explica de forma clara sua característica de monopólio natural: é o conceito das instalações essenciais, ou gargalos (*bottlenecks*). O uso desse conceito qualifica o monopólio natural das redes de forma diferenciada em relação ao segmento de geração.

¹Monopólio natural ocorre quando os investimentos necessários para a produção deste serviço apresentam custos altos e relativamente fixos, fazendo com que os custos totais de longo prazo caiam à medida que a produção aumenta.

²Tamanho crítico de viabilidade econômico-financeira dos projetos de geração, caracterizado pelo nível de produção a partir do qual uma usina de geração de eletricidade, por exemplo, gera eletricidade com custo médio abaixo do preço.

A diferença está na especificidade de ativos das redes [Williamson (1996)]. Mas essa especificidade não está associada direta e exclusivamente à definição dada pela literatura, que remete à impossibilidade de usos múltiplos e à dificuldade de transposição dos ativos para outros mercados ou sítios, e sim ao uso compartilhado das redes por consumidores finais e geradores de eletricidade.

O conceito de economia de densidade pode ser retratado na relação que expressa o custo médio por usuário da *indústria de rede*³. Essa relação deriva da razão entre os custos totais e a quantidade de usuários da rede, com um detalhe importante: o aumento do número de usuários da rede tende, usualmente, a implicar incrementos decrescentes (ou, no máximo, constantes) nos custos totais para cada adição de um novo usuário (e/ou aumento da demanda dos usuários existentes), para uma determinada área geográfica de atendimento das redes de transmissão e *distribuição*⁴. Por fim, para concluir o quadro da estrutura clássica do setor elétrico, devem-se destacar as economias de integração obtidas com a instituição de monopólios verticalmente integrados. Mais uma vez as diluições de custos fixos, como os overheads administrativos, proporcionam ganhos de escala significativos. Além disso, com o crescimento expressivo da demanda e a necessidade de criação de uma malha de redes de transmissão e distribuição, a integração vertical foi a solução encontrada para manter um ritmo acelerado de investimentos, coordenado por um único ente, ao menor custo possível.

Passadas algumas décadas de ostracismo por conta do foco dado as grandes centrais, as PCH's voltaram a figurar no cenário energético nacional na década de 1980,

³ O setor de energia elétrica constitui um caso particular de indústria de rede em que a rigidez tecnológica da cadeia produtiva contém dois atributos especiais: os requisitos de segurança operacional da rede e a impossibilidade de estocar energia. Estas peculiaridades ampliam os riscos de condutas abusivas por parte das firmas verticalizadas, que, através do controle sobre os sistemas de transmissão e distribuição, podem facilmente extrair rendas e eventualmente excluir do mercado os competidores que operam apenas nos segmentos de geração e comercialização. Devido às dificuldades de fiscalizar e punir, em tempo hábil, estas condutas através do procedimento antitruste, a única solução viável é proibir a verticalização, já que nem mesmo a separação contábil das atividades seria suficiente para disciplinar o setor.

⁴ É importante explicar que, na ampliação das indústrias de rede, esse efeito ocorre de forma descontinuada no tempo. Como os investimentos são intrinsecamente descontínuos e de longo prazo de maturação, a ampliação da oferta ocorre na frente da ampliação da demanda, o que implica elevação de custos para o setor elétrico antes da adição de novos usuários ou incremento da demanda dos usuários existentes.

devido ao aumento da demanda de energia em regiões mais próximas a centros urbanos e a seu baixo impacto ambiental, comparada as UHE's.

A partir daí, muito se tem feito para as PCH's no Brasil. Certamente, a criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica, em 1998, representou um grande avanço no que diz respeito às PCH's no país. Além disso, programas de incentivo como o PCH-COM e o Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) indicaram o grande interesse no desenvolvimento dessa forma geração de energia elétrica.

As PCH's hoje, não passam por um bom momento. Em parte devido à busca por melhores condições de tarifas nos leilões de energia e a prazos menores para aprovação de estudos e registros, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A liberação de um empreendimento hidroelétrico hoje, envolvendo todas as fases do processo (incluindo o ambiental), pode levar anos, até décadas. Estes são assuntos que serão abordados posteriormente com mais detalhes.

2.2 – AS REFORMAS DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O setor elétrico brasileiro é peculiar, devido aos recursos hídricos de que o país dispõe; especificidades tecnológicas e institucionais associadas à melhoria do seu uso tornam a estrutura de mercado e o marco regulatório brasileiros bem diferentes dos demais países. Primeiramente, como evidenciado na *figura 2* que faz um comparativo da capacidade instalada entre os anos de 2009 e 2014 e a *figura 3* que representa a capacidade instalada em 2012, observamos que o parque gerador nacional é predominantemente hidrelétrico, com 65,0% da capacidade instalada do SIN em 2009, passando a 72,1% em 2012 e 58,0% em 2014. A diminuição 14,1% da participação do setor hidráulico nos últimos anos, esta totalmente associado a crise hídrica e a falta de investimentos na geração e transmissão, o que proporcionou o uso intermitente das usinas térmicas que aumentaram sua participação de 15% em 2009, passando por 16,81% em 2012 e 21,6% em 2014, uma aumento total de 6,6% em 6 anos.

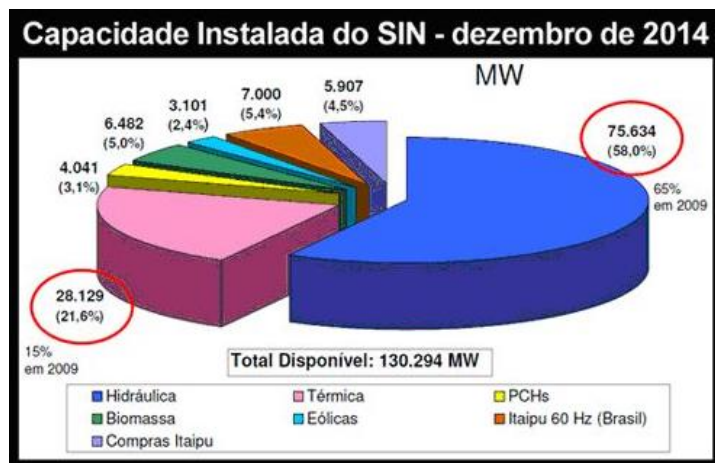
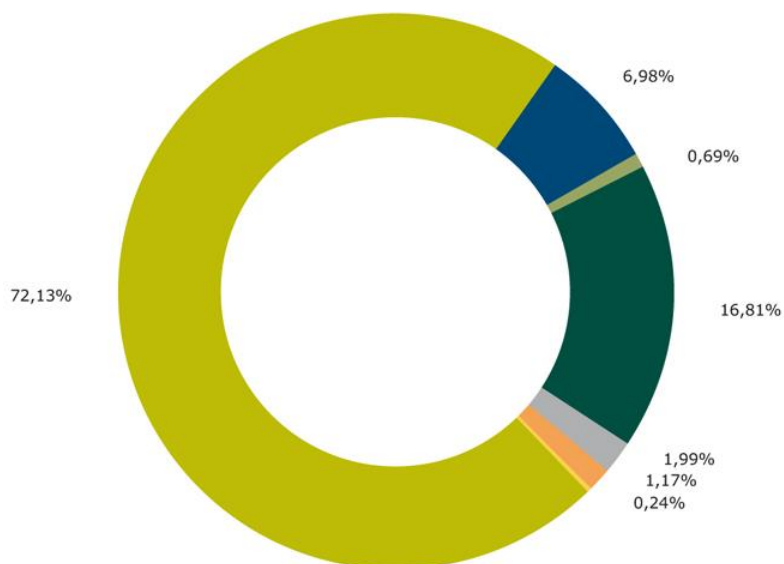


Figura 2 Capacidade Instalada do SIN (MW)
Fonte: Adaptada da ONS

Estrutura da Capacidade Instalada no SIN - MW



Dados referentes a 31/12/2012
O SIN conta ainda com a disponibilidade de 6.275 MW de Itaipu 50 Hz

Hidro Nacional	72.283,4 MW	72,13%
Hidro Itaipu	7.000,0 MW	6,98%
Pequenas Hidros	686,5 MW	0,69%
Térmica Convencional	16.847,0 MW	16,81%
Termonuclear	1.990,0 MW	1,99%
Eólica	1.170,9 MW	1,17%
Biomassa	239,2 MW	0,24%
Total	100.217,0 MW	100,00%

Figura 3 Estrutura da Capacidade Instalada no SIN

FONTE: Adaptação Neoenergia

Com o objetivo de melhorar o uso dos recursos hídricos, buscou-se, ao longo da expansão das redes de transmissão, interligar os mercados regionais e conseqüentemente, aproveitar a complementaridade que existe entre as diversas bacias hidrográficas. Nesse sentido, diferentemente da maior parte dos países, o segmento de geração tem um perfil cooperativo entre os agentes, algo observado em poucos países, como Noruega, Canadá e Nova Zelândia, que também têm preponderância hidrelétrica. (Esposito, A. S. de Perspectivas do Investimento 2010-2013 Setor Elétrico).

Dado o caráter cooperativo do segmento de geração, a reforma do SEB somente poderia ser capaz de introduzir competição e um mercado atacadista de energia se a cooperação fosse compatibilizada com a competição. Com esse fim, duas inovações foram concebidas em 1998: a instituição do Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS) e o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O ONS, como nos demais países que introduziram reformas, é uma entidade privada sem fins lucrativos, responsável pela gestão da operação e dos respectivos pagamentos dos encargos de uso do sistema de transmissão.

A centralização do despacho das usinas do parque gerador traz implicações financeiras, como o controle e a cobrança dos encargos de serviço do sistema e a destinação dos créditos e débitos no âmbito do MRE e do mercado atacadista de energia.

O MRE é um mecanismo que tem por objetivo mitigar o risco hidrológico e repartir os ganhos da gestão centralizada do parque gerador entre as usinas.

Inerente a esse objetivo, está a necessidade financeira de garantir lastro aos contratos de compra e venda de energia (CCVEs) dos geradores. Para tanto, criou-se, no âmbito do MRE, o conceito de Energia Assegurada (EA), que é a quantidade de energia que cada gerador tem o direito de comercializar nos CCVEs. No âmbito do MRE, as diferenças negativas entre a energia gerada pelas usinas hidrelétricas e a (EA) a elas alocada são faturadas por uma tarifa de energia de otimização e pagas às usinas que têm diferença positiva entre a energia gerada e a EA.

No longo prazo, como as bacias hidrelétricas têm regimes hidrológicos complementares, supõe-se que não haverá desequilíbrios entre as trocas intertemporais de energia entre os geradores. (Esposito, A. S. de Perspectivas do Investimento 2010-2013 Setor Elétrico).

O conceito de EA não se traduz em certeza de disponibilidade de energia para ser comercializada, dado que o MRE apenas tem como objetivo minimizar riscos e reduzir volatilidades. Na eventualidade de o conjunto das usinas não ser capaz de prover quantidade suficiente para atender à soma das EAs, nenhum dos geradores terá energia disponível suficiente para honrar seus CCVEs, caso os mesmos concretizem vendas de todas as EAs: ao comercializar 100% da EA, o gerador assume financeiramente a parcela que lhe cabe no risco de uma eventual hidrologia adversa para todo o sistema, pois o MRE é mais eficaz na mitigação do risco de um momento hidrológico adverso em determinado rio ou bacia do que de todo o sistema hidrelétrico.

2.3 - ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Criada, em 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) com a função de regular as concessões e autorizações do setor elétrico, em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que era dependente das concessionárias, pois seu colegiado era integrado pelas mesmas. À parte as mudanças institucionais, como a Lei de Concessões (Lei 8.987/1995), bem como o início das privatizações no setor, com a venda da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa) em 1995, o marco da nova estrutura foi a criação das três entidades supracitadas: ONS, MAE e Aneel. Estes três atores simbolizam a institucionalidade da nova estrutura setorial, que é exposta na figura 4.

ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



Figura 4 Organização do setor Elétrico Brasileiro

Fonte: adaptação do livro perspectivas do investimento (2010-2013)-Setor elétrico.

No Brasil foi implantado um mercado atacadista de energia (MAE), substituído em 2004 pelo CCEE.

O mercado atacadista (MAE) é o espaço no qual o encontro entre as declarações de preço e quantidade de energia de ofertantes e demandantes por eletricidade produz uma seleção de usinas a serem despachadas (selecionadas de forma crescente de preço) e o preço a ser pago por todos os demandantes. O preço de mercado corresponderia ao preço da última usina mais cara a ser despachada para o atendimento da demanda. Em resumo, o mercado define preço e despacho de usinas. Na concepção dos reformadores, esse mercado atacadista (ou mercado *spot*, como é chamado mundo afora) não necessariamente seria o principal lócus de compra e venda de energia, mas teria o papel de sinalizar os preços e, a partir desse sinal, estimular investimentos, como o MAE não era o responsável pela determinação do despacho das usinas, mas sim o ONS, por meio da otimização do sistema com base em modelos computacionais, o MAE teve a atribuição única de precificar a energia não transacionada em contratos de longo prazo, precificação essa realizada por uma modelagem computacional integrada à executada pelo ONS. Essa organização do MAE tornou voláteis os preços do mercado *spot* na medida da volatilidade da hidrologia das bacias hidrográficas.



Figura 5 Mercado Spot
Fonte: CCEE

2.4 – MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Em 2004, houve a reformulação do setor com o novo mercado regulatório, no qual a CCEE substituiu o MAE. Hoje, após a privatização, formou-se um cenário onde os principais agentes são a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Ocorreu também a consolidação do novo modelo elétrico privatizado, onde mais de 200 grupos econômicos (Privados e Estatais) operam e realizam investimentos na geração, transmissão e distribuição de energia no País.

A Figura 6 a seguir apresenta o esquema representativo do modelo institucional vigente no Brasil.

MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

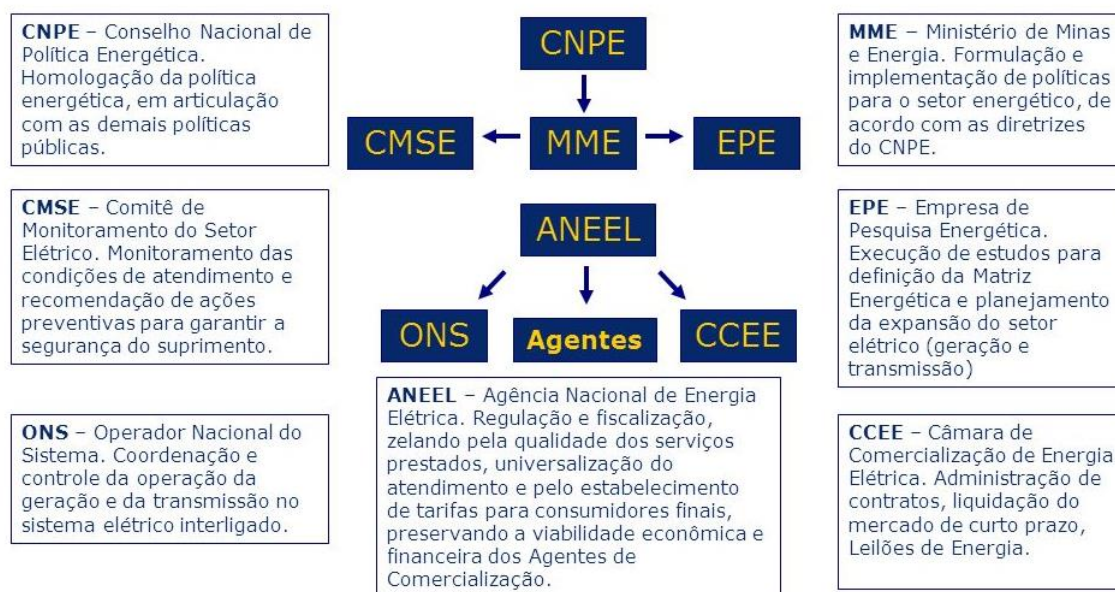


Figura 6 Modelo Institucional do setor elétrico

Fonte: CCEE

3 – O SETOR HIDROELÉTRICO NO BRASIL

Nos anos de 2002, 2003 e meados de 2004, o mercado energético brasileiro apresentou um excesso de oferta de energia elétrica, principalmente em decorrência de mudanças nos hábitos dos consumidores. Estes passaram a economizar energia elétrica devido a crise ocorrida em 2001.

A Crise de 2001 ocorreu devido a uma sobrecarga no sistema elétrico. O apagão representou um prejuízo enorme que afetou as principais cidades e capitais brasileiras. O racionamento de energia foi um fato que induziu também na redução da taxa de crescimento industrial e na estagnação econômica do país.

A combinação dos efeitos do excesso de oferta com o início da não contratação de parcelas dos contratos iniciais provocou uma redução nos preços da energia a curto e médio prazos. Todavia, esse excedente ocorreu e foi absorvido pelo crescimento do mercado, sendo necessário acrescentar novas capacidades para atendimento futuro da demanda. Em primeira análise, sob o ponto de vista técnico, não há problemas para esse atendimento, uma vez que há usinas em construção que deverão entrar em operação a tempo de evitar crises significativas em curto prazo. Como, entretanto, todas essas

usinas (algumas térmicas) têm custos de produção mais elevados que a média, é certo que a inserção das mesmas no sistema provocará elevação na média de preços ao consumidor. (Rego, E.E; Avaliação de viabilidade de um Empreendimento de Geração de Energia Elétrica).

No cenário atual, a seca e o baixo nível dos reservatórios do sudeste/centro-oeste, além das conseqüências de falta de investimentos no setor por parte do poder público, fizeram o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo aumentar. As tarifas de energia elétrica devem subir de 25% a 30% para o consumidor no ano de 2015. (*adaptado do site <http://atriaenergy.com.br/novidades/cenario-energetico-do-brasil-20142015/>, em 24 de outubro de 2014*).

Esta situação irá influenciar, de forma diferenciada, o orçamento de todos os brasileiros. O recurso do uso de fontes alternativas de energia, como a solar e eólica, é sem dúvida uma estratégia de investimento que permitiria atingir uma maior independência financeira, tanto para as empresas como para as pessoas físicas. Não é apenas pelo dinheiro economizado, mas também pela oportunidade de não depender do mercado energético no Brasil.

Atualmente, algumas alterações ocorreram na estrutura dos investimentos em energia, incluindo a instalação de centrais termelétricas a gás natural, que exigem prazos de implementação e investimentos menores que as hidrelétricas. Por outro lado, ampliaram-se as importações de energia da Argentina, Venezuela e Bolívia; e a interligação elétrica entre o Sul e o Norte do Brasil, o que significa maiores investimentos em rede de transmissão.

No cenário de longo prazo, o quadro começa a deteriorar-se, pois, embora haja projetos inventariados em escala suficiente para atender à demanda futura, uma parcela significativa deles enfrenta problemas de naturezas diversas, seja com relação ao licenciamento ambiental, financiamento ou mesmo falta de confiança no sistema regulador. (Rego, E.E; Avaliação de viabilidade de um Empreendimento de Geração de Energia Elétrica).

O sistema elétrico brasileiro apresenta como particularidade grandes extensões de linhas de transmissão e um parque produtor de geração predominantemente hidráulico. O mercado consumidor interno que compreende as indústrias, fábricas, comércio e as residências somam mais de 47,2 milhões de unidades consumidoras de energia e estão concentrados nas regiões Sul e Sudeste principalmente, áreas mais industrializadas. (adaptação do Atlas parte 1, capítulo 1 da ANEEL, site http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf, em outubro 2014).

A região Norte é atendida de forma intensiva por pequenas centrais geradoras, a maioria, termelétricas a óleo diesel. Ao longo das últimas duas décadas, o consumo de energia elétrica apresentou índices de expansão bem superiores ao Produto Interno Bruto (PIB), fruto do crescimento populacional concentrado nas zonas urbanas, do esforço de aumento da oferta de energia e da modernização da economia. (adaptação do site <http://www.aneel.gov.br>).

3.1 – A EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE

O crescimento do mercado de energia no país promove a racionalização no rateio das sobras e déficits de energia através da incorporação das leis de oferta e demanda do livre mercado.

As comercializadoras atuam assumindo o risco de preço e viabilizam o preço de equilíbrio assim como o risco de quantidade e prazo, ajustando o portfólio de compra ao portfólio de venda.

Assumem o risco de crédito do consumidor e o risco de desempenho geral do gerador, Oferecendo liquidez ao mercado de consumidores livres, viabilizando a competição e permitindo a redução de preços para os consumidores finais.

Por fim, aumentam a liquidez do mercado livre e do mercado de liquidação de diferenças. (adaptado da apresentação de Paulo cezar c. tavares, “a comercialização de energia elétrica no brasil: situação atual e perspectivas”, em 21 de setembro de 2005).

3.2 - ANÁLISE DAS PCH'S NO MERCADO LIVRE

O setor elétrico brasileiro possui dois ambientes de contratação de energia o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulado (ACR). O primeiro Permite a compra da energia diretamente do produtor de energia ou de um agente intermediário, por meio de contratos bilaterais, onde prevalece a livre negociação de preço, qualidade e demanda. Já no ACR a contratação é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

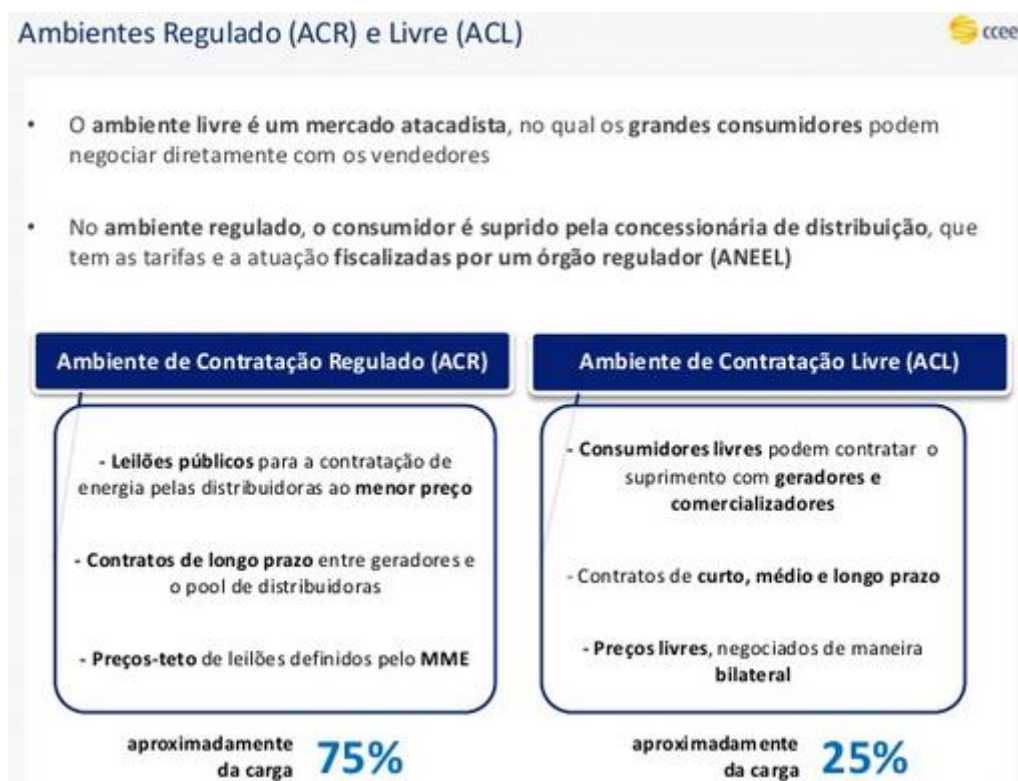


Figura 7 Ambientes Regulado ACR e Livre (ACL)
Fonte: CCEE

Ambiente de Contratação (ACR e ACL)

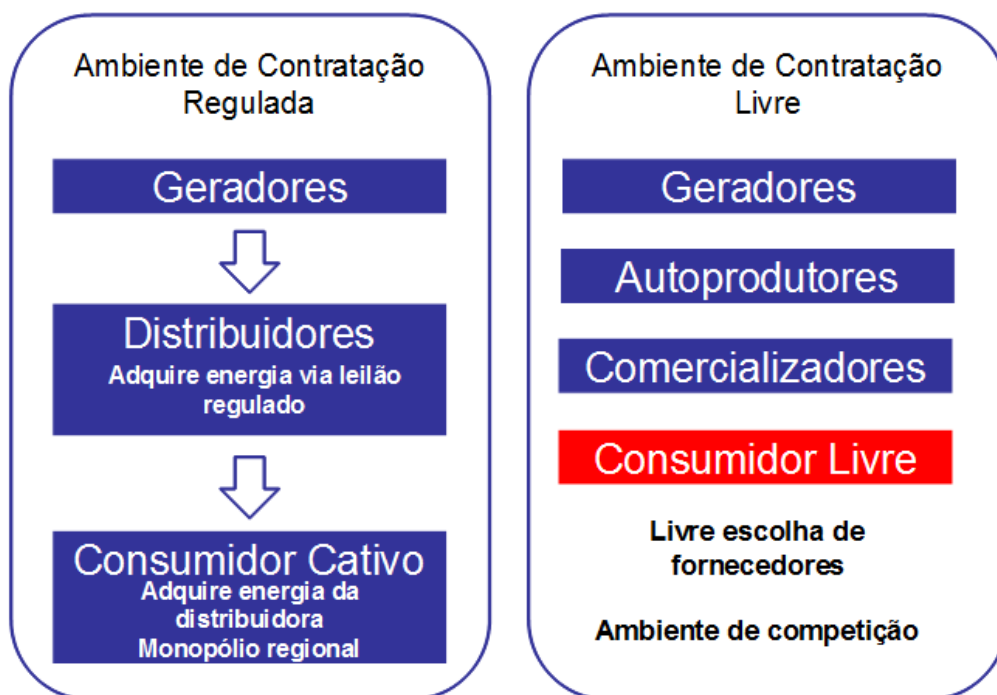


Figura 8 Ambiente de Contratação (ACR e ACL)
Fonte: Adaptado CCEE

No ACL podem atuar agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Os clientes potencialmente livres apresentam as seguintes características:

- Demanda > 3MW ligados após 1995 com qualquer nível de tensão;
- Demanda > 3MW ligados antes de 1995 com tensão > 69kv;
- Demanda > 0,5MW, qualquer tensão pode comprar de PCH's ou demais energias incentivadas.

3.3 - OS LEILÕES E OS ACR's

Os leilões são a principal forma de contratação de energia no Brasil. Por meio desse mecanismo, concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) garantem o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Quem realiza os leilões de energia elétrica é a CCEE, por delegação da Aneel. Abaixo estão caracterizados os tipos de leilões:

- **Leilão de Venda**

O objetivo do leilão de venda realizado em 2002 foi tornar disponíveis, aos agentes distribuidores e comercializadores, os lotes de energia ofertados por empresas geradoras federais, estaduais e privadas, assegurando-se igualdade de acesso aos interessados. O MAE, antecessor da CCEE, responsável pela implementação e pela execução de todo o processo, desenvolveu uma sistemática própria para esse leilão, utilizando sistema do Banco do Brasil para que os interessados pudessem comprar e vender energia por meio eletrônico, via internet, de forma clara, eficaz e segura. O leilão público atendeu ao disposto no artigo 27 da Lei n.º 10.438/2002.

- **Leilão de Fontes Alternativas**

O leilão de fontes alternativas foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – energia eólica, biomassa e PCH's – na matriz energética brasileira. O leilão de fontes alternativas foi regulamentado por meio do Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007, o qual altera a redação do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

- **Leilão de Excedentes**

O leilão de excedentes foi realizado pelo MAE em 2003, e teve como objetivo a venda dos excedentes de energia elétrica das concessionárias e autorizadas de geração decorrentes da liberação dos contratos iniciais, bem como os montantes estabelecidos nas Resoluções Aneel nº 267, 450 e 451, todas de 1998, compreendidos como energia de geração própria. Somente os consumidores que atenderam aos critérios definidos nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, e cujo atendimento não gerasse custos adicionais provenientes de reforços, ampliações ou adequações nos sistemas de distribuição e transmissão, puderam comprar a energia ofertada nesse leilão.

- **Leilão Estruturante**

Leilões estruturantes destinam-se à compra de energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo presidente da República. Tais leilões se referem a empreendimentos que tenham prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu

caráter estratégico e o interesse público. Buscam assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico, bem como garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos. A previsão para realização destes leilões é dada pelo inciso IV do § 1º do art. 19 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, com redação dada pelo Decreto nº 6.210, de 18/09/2007, e estão de acordo com a atribuição do CNPE prevista no inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 06/08/1997, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004

- **Leilão de Energia de Reserva**

A contratação da energia de reserva foi criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade - seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. A energia de reserva é contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo operado pela CCEE. Sua contratação é viabilizada por meio dos leilões de energia de reserva, conforme §3º do art. 3º e no art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, os quais foram regulados pelo Decreto nº 6.353/2008. Esta espécie de “seguro” no suprimento de energia gerou o Encargo de Energia de Reserva (EER), destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação da energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários. Esses custos são rateados entre todos os usuários da energia de reserva. O Decreto nº 337/2008 define quem são os usuários de energia de reserva: agentes de distribuição, consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores (na parcela da energia adquirida), agentes de geração com perfil de consumo e agentes de exportação participantes da CCEE.

- **Leilão de Energia Nova**

O leilão de energia nova tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas. Este leilão pode ser de dois tipos: A-5 (usinas que entram em operação comercial em até cinco anos) e A-3 (em até três anos). Os leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração estão previstos nos parágrafos 5º ao 7º do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, com redação alterada conforme art. 18 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, e nos arts. 19 a 23 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004

- **Leilão de Energia Existente**

O leilão de energia existente foi criado para contratar energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, possuem um custo mais baixo. Os leilões de energia elétrica de empreendimentos existentes estão previstos no artigo 19 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, com redações modificadas conforme o Decreto nº 5.271, de 16 de novembro de 2004, e o Decreto nº 5.499, de 25 de julho de 2005.

- **Leilão de Compra**

Os leilões de compra foram realizados nos anos 2003 e 2004. Sua implantação deu-se em virtude da Lei nº 9.648/1998, que estabeleceu a liberação do volume de energia atrelado aos contratos iniciais à proporção de 25% ao ano, considerando o montante contratado em 2002. Distribuidores e comercializadores puderam, então, comprar energia dos geradores, produtores independentes e comercializadores/distribuidores que possuíam sobras contratuais. O leilão de compra permitiu a criação de um mecanismo competitivo para a venda de lotes de energia por esses agentes.

- **Leilão de Ajuste**

Os leilões de ajuste visam a adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento de seu mercado. Como resultados desse leilão são firmados contratos de curta duração (de três meses a dois anos). Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. A Resolução Normativa Aneel nº 411/2010 aprova o modelo de edital dos Leilões de Ajuste e delega a sua realização à CCEE.

3.4 - AS CRISES DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO

A falta de investimentos e planejamento do setor culminou em uma crise no abastecimento energético enfrentado pelo Brasil em 2001/2002, incluindo dois “*blackouts*” (março de 1999 e janeiro de 2002), recolocando em pauta uma discussão nacional, a importância de investimentos nos setores de infra-estrutura, em particular em energia elétrica, não só para o atendimento da demanda atual como também para sustentar o crescimento econômico do país. Se no passado o consumo de energia não se expandia muito rapidamente devido ao lento desenvolvimento da atividade econômica do Brasil, nos anos de 2001 e 2002, o setor de energia elétrica tornou-se um gargalo para o crescimento econômico, associando-se a aspectos macroeconômicos da economia brasileira e ao cenário internacional.

- **Blecaute 1999**

Um grande blecaute atingiu onze unidades federativas do Brasil e do Paraguai na noite de quinta-feira, 11 de março de 1999, estendendo-se pela madrugada do dia seguinte. É considerado o maior apagão ocorrido no Brasil, superando o blecaute de 1985. O início do blecaute se ocorreu às 22h16min em uma subestação de energia elétrica da CESP localizada no município de Bauru, SP. Atingiu 50 milhões de pessoas em dez estados brasileiros das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, além do Distrito Federal. A pane de energia elétrica acionou um sistema de segurança da Usina Hidrelétrica de Itaipu, que abastece o Paraguai e grande parte do Brasil. O sistema paralisou as 16 turbinas da usina, deixando o Paraguai sem luz por 15 minutos. Teve duração de 40 minutos no Rio Grande do Sul e 10 minutos em Santa Catarina. No Rio de Janeiro, a luz voltou após 45 minutos, mas caiu novamente. Terminou às 3h39min de sexta-feira, 12 de março de 1999, quando a energia foi restabelecida em São Paulo. No Rio Grande do Sul, o blecaute não atingiu a região central do estado, que possuía geração própria de energia elétrica. As regiões Norte e Nordeste do Brasil também não foram atingidas. A versão oficial para a causa do Blecaute, diz que o apagão ocorreu pela queda de um raio na subestação de Bauru. Porém, foram realizados estudos meteorológicos que comprovaram que não houve tempestade de raios na região no dia 11 de março. O Ministério de Minas e Energia admitiu que houve uma redução dos níveis de segurança e manutenção da subestação. No entanto, especialistas afirmaram que boa parte da responsabilidade cabia à desorganização do setor energético

e da falta de investimento em equipamentos e quadro técnico. O apagão atingiu 70% do território nacional e deixou cerca de 76 milhões de brasileiros no escuro.

Dois anos após o blecaute de 1999, houve o que foi conhecido como crise do apagão. Para evitar que se repetisse o que aconteceu em 1999, o então presidente Fernando Henrique Cardoso (PSDB) fez uma grande campanha de racionamento de energia elétrica. Era recomendado que se economizasse luz, principalmente no horário de pico. (Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Blecaute_no_Brasil_e_Paraguai_em_1999)

- **A Crise do Apagão**

A crise do Apagão, (anos 2001/2002) foi de natureza financeira e afetou direta e incisivamente o equilíbrio econômico-financeiro das empresas concessionárias, em especial, no segmento da distribuição. Uma das causas que explicam a crise foi a redução na demanda que afetou o fluxo de caixa das empresas. Este problema, de cunho conjuntural, foi minimizado por uma linha especial de crédito aberta pelo BNDES. No entanto, o fim do racionamento passou a demonstrar que tinha ocorrido uma mudança da curva de demanda por eletricidade em todos os tipos de consumidores. Em suma, havia ocorrido uma alteração no padrão de consumo, cujas tendências e resultados estão totalmente definidos. O resultado é que a recuperação dos níveis de consumo pré-crise, ainda não havia ocorrido, fato agravado pelo baixo nível de crescimento econômico. Nesta linha de ação estrutural, destaca-se a proposta de reestruturação tarifária sobre o segmento dos consumidores industriais, com um duplo objetivo: aumentar o fluxo de caixa das distribuidoras e ampliar a capacidade geradora instalada. (Adaptado de CASTRO, Nivalde José. "*As Duas crises do setor elétrico brasileiro: a vertente financeira*". Rio de Janeiro, IFE nº 1.086. Instituto de Economia-UFRJ, 07 de abril de 2003.

Como forma de procurar alternativas mais rápidas aos empreendimentos hidroelétricos, o governo federal lançou, em 2001, o Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT, o qual procurou trazer alternativas à matriz de geração, apontada como um dos problemas estratégicos do setor. Porém, passado o racionamento, configurou-se um cenário de excesso de oferta de energia elétrica a partir do segundo semestre de 2002, o que desencadeou um desestímulo aos investimentos em novos projetos.

3.3.1 – COMPARATIVO RACIONAMENTO X BLECAUTE

	Blecaute 1999	Racionamento 2001/2002	Blecaute 2009
Causas	Falha na subestação de energia elétrica da CESP, localizada no município de Bauru - SP	Falta de planejamento e investimentos; - Oferta de geração / transmissão insuficiente; - Hidrologia desfavorável.	Acidente no sistema de transmissão; (<i>queda da linha de transmissão</i>).
Duração	06h37min	9 meses (jun/01 a fev/02)	3h40min
Impacto	50 milhões de pessoas sem luz; - Hospitais e aeroportos paralisados; - Retorno pleno do abastecimento após a recomposição do sistema.	Redução de cerca de 75.000 GWh durante o racionamento; - Custo direto ao país de R\$ 45,2 bilhões. (estimativa TCU)	Redução de cerca de 100 GWh; - Retorno pleno do abastecimento após a recomposição do sistema.

TABELA 1 COMPARATIVO RACIONAMENTO X BLECAUTE

Fonte: Adaptada EPE

O Racionamento de energia ocorrido no Brasil durante os meses de junho de 2001 a julho de 2002 mostrou a ineficiência do processo de geração e transmissão de energia elétrica no país. Impacto esse direto na geração de energia, ocasionado perdas para a indústria, comércio e custo direto para o país na ordem de R\$ 45,2 bilhões.

As possíveis causas para todo esse prejuízo foram a falta de investimentos públicos e privados no setor de energia elétrica, aliado a hidrologia desfavorável na época. Muitas regiões passavam por estiagem de chuvas e até seca, os reservatórios das usinas hidrelétricas estavam muito baixos e as PCH's que funcionam a regime de fio d'água (sem reservatório), até pararam de gerar energia.

- **Blecaute 2009**

Agora analisando o blecaute ocorrido em 2009, devido à queda de uma linha de transmissão, observamos que a duração foi de poucas horas e um impacto momentâneo na geração de energia. Após a recomposição das linhas de transmissão o sistema volta a

operar em plena carga, o que pode gerar prejuízo ao sistema elétrico como a queima de transformadores e outros equipamentos que abastecem a rede elétrica.

Os autores Helm e Jenkinson (1998), destacam que reformas nas estruturas de mercado sem a constituição e o amadurecimento prévios da institucionalidade necessária para sua regulação e gestão resultam eventualmente em crises expressas em elevação de preços e falta de suprimento. O Brasil não foi exceção a essa regra, dado o racionamento de 2001 e o inadimplemento generalizado verificado no mercado atacadista de energia, que resultou em sua liquidação. De forma sucinta, o diagnóstico dos fatores originários da crise pode ser agregado do seguinte modo:

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

Após o racionamento de 2001, quando foi imposta à sociedade uma redução de 20% da demanda por eletricidade, os consumidores incorporaram em seus perfis práticas e equipamentos mais eficientes que fizeram persistir a redução compulsória. Conseqüentemente, a conjuntura de déficit de energia pré-acionamento foi substituída pelo aumento da oferta. Esse aumento concedeu tempo para que fossem implementadas mudanças no marco regulatório e na estrutura de mercado, com nova orientação, voltada para o retorno do papel do Estado de coordenador dos investimentos.

- **Crise Hídrica**

Nos últimos anos, o setor vem enfrentando novamente uma crise energética, devido principalmente ao baixo nível nos reservatórios das UHE's e PCH's. A crise hídrica implica diretamente para o aumento tarifário de energia, ao consumidor final e numa reorganização política de racionalização dos recursos hídricos e energia elétrica.

Atualmente, as diversas bacias Hidrográficas e rios que abastecem as populações das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, apresentam os piores níveis d'água nesses últimos 15 anos para o mês de fevereiro, segundo dados levantados pelo site da ONS em fevereiro de 2015.

A Crise hídrica está tão séria que regiões do interior de São Paulo já sofrem com a falta d'água desde novembro de 2014 e provavelmente permanecerão nesse regime de seca até o início de Março de 2015. Fonte: (Dados levantados do site da ONS).

A Figura 9 apresenta a evolução do nível dos reservatórios das regiões Sul, Sudeste, Centro-oeste, Norte e Nordeste do Brasil, referente ao mês de fevereiro desses últimos 15 anos.

Nível dos reservatórios nas regiões nos últimos 15 anos

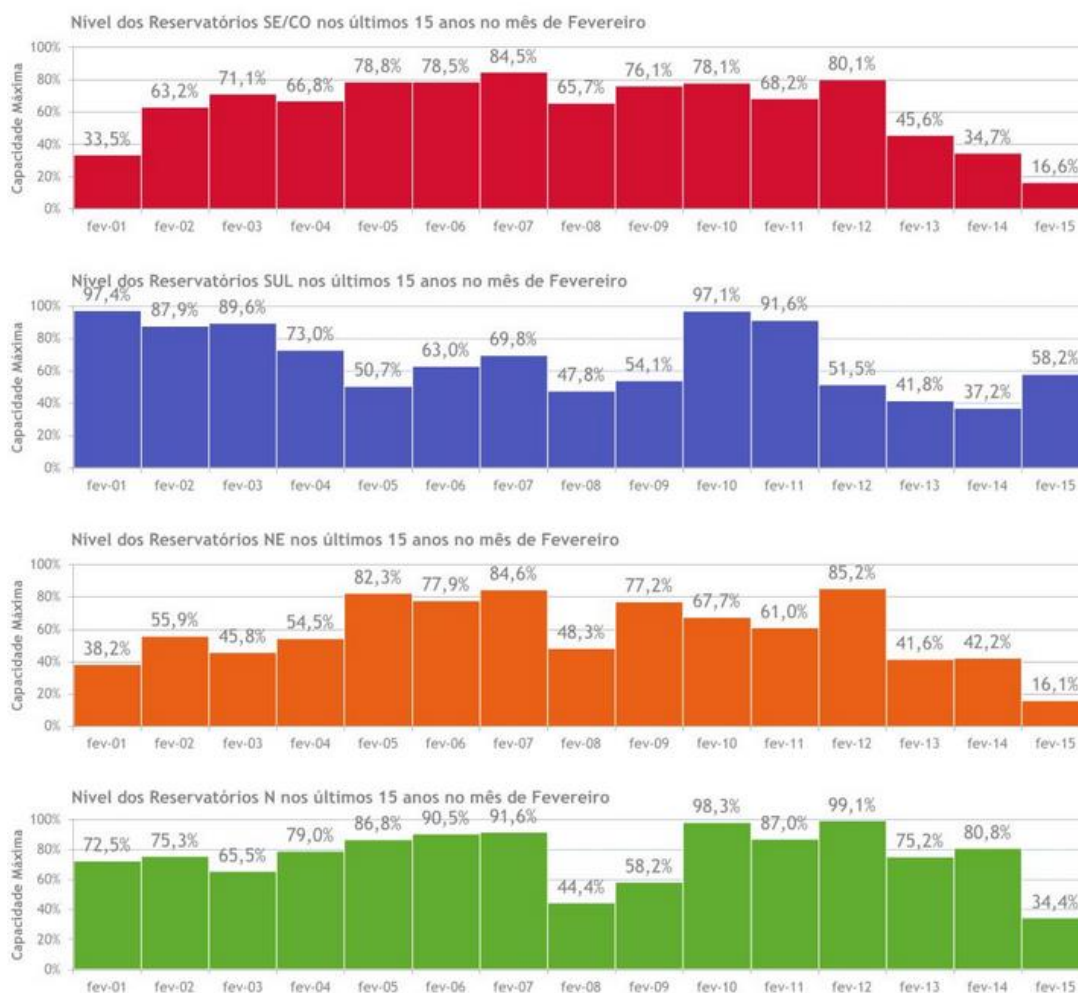


Figura 9 Nível dos reservatórios nas regiões nos últimos 15 anos

Fonte: Elaboração própria com dados do site da ONS de 2014.

4 – FINANCIAMENTOS DE PROJETOS

A história recente do setor elétrico brasileiro passa por profundas alterações de ordem estrutural, que geraram a entrada de agentes oriundos de diversas atividades econômicas.

Até 1995, o setor era caracterizado por um controle estatal majoritário (federal e estadual, principalmente), sendo que as obras eram executadas com 100% do financiamento necessário pelo poder público. Havia uma forte preocupação com a qualidade/durabilidade do produto final, independentemente dos custos inerentes. A gestão dos empreendimentos era feita através de contratações individualizadas com os vários fornecedores envolvidos (projetista, construtora, montadora, fabricantes dos equipamentos, etc), geralmente com a utilização de contratos por preços unitários (pagamentos por unidades de medição), mantendo-se a garantia da qualidade como obrigação dos proprietários.

Em 1995, com as alterações da legislação do setor, eliminando-se o monopólio estatal e permitindo a assunção de investimentos pela iniciativa privada. A partir daí, as novas concessões de empreendimentos de geração de energia elétrica se deram através de leilões públicos, acarretando com isso uma significativa alteração do perfil dos proprietários, com a inclusão de novos agentes econômicos participando como investidores do setor (bancos, construtoras, fundos de pensão, empresas de energia elétrico-privadas, etc). Com o financiamento passando a ser de responsabilidade da iniciativa privada, percebe-se uma forte preocupação dos investidores com prazos e preços das obras, havendo uma mudança na filosofia de contratações das novas obras. Surgem os contratos EPC (também conhecidos por turn key ou empreitada integral), aonde uma única entidade jurídica (empresa individual ou consórcio de empresas) se responsabiliza por todos os serviços/fornecimentos (projeto, construção, montagem, fabricação dos equipamentos, etc), incluindo a garantia da qualidade, com preço e prazo fixos. Como consequência desse redirecionamento dos modelos de gestão adotados pelos agentes nos novos empreendimentos, há uma reconfiguração das responsabilidades de todos os envolvidos no processo (proprietários, projetistas, construtores, montadores e fornecedores), incluindo uma significativa e preocupante redução do foco na qualidade e/ou durabilidade do produto final.

Não resta dúvida quanto às diversas vantagens que o modelo de contrato EPC – *Turn key* trazem ao empreendedor sob o ponto de vista econômico. Entretanto, com a ocorrência de inúmeros acidentes em obras de grande porte, incluindo eventos em usinas hidroelétricas e também no metrô de São Paulo ocorrido em 12 de janeiro de 2007. Durante a construção da Estação Pinheiros (expansão da linha 4), o buraco de acesso às obras, que tinha cerca de quarenta metros de diâmetro, quase dobrou de tamanho em pouco menos de dois minutos, engolindo várias casas condenadas, três carros, três caminhões e um micro-ônibus que passava na região no exato instante do acidente. Sete pessoas morreram no acidente, o maior da história do metrô paulista. Foram interditados 94 imóveis, dos quais sete foram demolidos e catorze condenados pela Defesa Civil. Cerca de 230 moradores ficaram desabrigados e foram transferidos para hotéis. As pistas local e expressa do sentido Castelo Branco da Marginal Pinheiros foram interditadas por três dias. (adaptação da matéria do site wikipedia.org, em 22 de fevereiro de 2015).

Especialistas passaram a questionar esse modelo sob a ótica da segurança. Fica patente que, para o emprego desse modelo de contrato, o empreendedor deve ter em seu auxílio equipe técnica que exerça a engenharia do proprietário de forma ostensiva, ainda mais quando fizerem parte do mesmo grupo responsável pela execução das obras o construtor e o projetista.

A questão da responsabilidade integral do contratado, sob o ponto de vista da engenharia, é secundária, pois o interesse do investidor é o empreendimento concluído da forma como foi planejado, bem como a preservação de sua imagem, e não a vitória na batalha dos tribunais.

A engenharia do proprietário tem como principal papel a atenuação de riscos envolvidos quanto a prazos e conformidade de produtos contratados, visto que as incertezas inerentes à execução dos serviços de construção, fornecimento, montagem, comissionamento e operação de empreendimentos de geração devem ser controladas, por meio do monitoramento adequado dos processos empregados. Complementarmente, a engenharia do proprietário deve disponibilizar informações para subsídio técnico ao empreendedor na tomada de decisões frente ao construtor, com base no contrato EPC, de forma a atender aos objetivos previamente estabelecidos para o empreendimento e aos critérios de segurança operativa definidos nos procedimentos de rede do ONS e nas regulamentações da ANEEL e MME. (A história das barragens no Brasil, Séculos XIX,

XX e XXI: cinquenta anos do Comitê Brasileiro de Barragens /[coordenador, supervisor, Flavio Miguez de Mello ; editor, Corrado Piasentin]. - Rio de Janeiro : CBDB, 2011).

Organograma para Contratos EPC-Turn Key

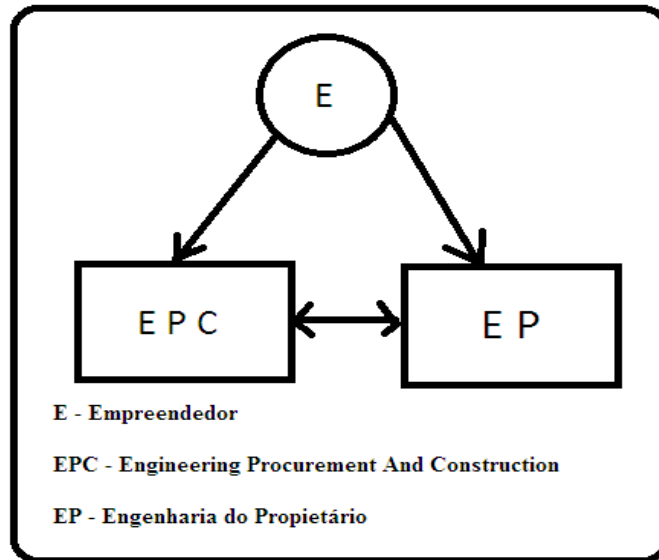


Figura 10 Organograma para Contratos EPC-Turn KEY

Fonte: Elaboração Própria Baseado no livro “A história das barragens no Brasil, Séculos XIX, XX e XXI: cinquenta anos do Comitê Brasileiro de Barragens” /[coordenador, supervisor, Flavio Miguez de Mello ; editor, Corrado Piasentin]. - Rio de Janeiro: CBDB, 2011.

4.1 - ENGENHARIA DO PROPRIETÁRIO

De modo geral, os conceitos anteriormente apresentados não encontram discordâncias entre os diversos segmentos e atores envolvidos nas gestões de empreendimentos de grande porte. Por outro lado, há grandes divergências com relação à forma e/ou intensidade de atuação da engenharia do proprietário.

Com a entrada de diversos agentes econômicos no setor de energia elétrica no Brasil, a partir das mudanças no marco regulatório observadas desde 1995, uma das principais alterações conceituais percebidas foi no enfoque dado à questão da engenharia do proprietário.

O termo “fiscalização” passou a sofrer forte preconceito por trazer consigo a ideia da presença da mão-forte do empreendedor nas decisões de obra, a exemplo do que sempre ocorria nas gestões de grandes obras no Brasil. Vem, de então, o emprego do neologismo “engenharia do proprietário”, traduzido do inglês *owner's engineering*. Com receio de trazer para o empreendedor riscos contratualmente definidos como de responsabilidade dos fornecedores/construtores, o exercício da engenharia do proprietário passou a ser definido como de *spot check*, onde se confere as metas atingidas e marcos importantes da construção, sem um acompanhamento passo a passo da obra. Com isso, as equipes de engenharia do proprietário, dimensionadas dentro desse conceito de atuação extremamente distante e pontual, ficaram reduzidas a poucos profissionais, com atuação restrita aos horários comerciais, sem acompanhamento integral das obras.

Atualmente, observamos uma omissão dos empreendedores em tal tipo de atuação, uma vez que importantes etapas das obras deixam de ser acompanhadas, com a intensidade devida, diretamente pelo “olho do dono”. Eventuais defeitos poderão ficar ocultos por vários anos, vindo a manifestar suas consequências danosas apenas na fase de operação, muitas vezes quando o construtor já estiver isento de qualquer responsabilidade legal sobre o problema.

A engenharia do proprietário pode, e deve atuar de maneira mais consistente, acompanhando a integralidade das obras, sem que isso traga ao empreendedor a assunção de riscos que não são de sua responsabilidade. Entendemos que as equipes de engenharia do proprietário deverão ser dimensionadas de maneira a que as obras sejam fiscalizadas em sua integralidade, acompanhando o empreiteiro em todos os turnos de trabalho, desenvolvendo um trabalho de verificação de aderência das atividades às normas e especificações técnicas, apontando eventuais não conformidades para subsidiar as decisões do proprietário. Tal tipo de atuação não transfere riscos sob responsabilidade dos construtores para o empreendedor, uma vez que não interfere diretamente na execução das atividades das obras, mas tão somente verifica o atendimento às normas e especificações executivas. A interferência direta se dá apenas em casos extremos, em que se verificam riscos às obras e às pessoas. (A história das barragens no Brasil, Séculos XIX, XX e XXI; cinquenta anos do Comitê Brasileiro de Barragens /[coordenador, supervisor, Flavio Miguez de Mello ; editor, Corrado Piasentin]. - Rio de Janeiro : CBDB, 2011).

4.2 – CONCEITOS BÁSICOS DO PROJECT FINANCE

Ao se tratar de financiamento de projetos de infra-estrutura, especialmente em países de terceiro mundo, é importante destacar o crescente número de organizações estrangeiras interessadas em fazer parcerias com empresas nacionais para viabilização de projetos, como, por exemplo, construção de hidrelétricas, termoelétricas, gasodutos, oleodutos, exploração e produção de petróleo.

Atualmente, a viabilização de financiamento de projetos, envolve diversas ferramentas financeiras, cuja seleção requer estudos mais detalhados. Essas técnicas são variadas e distintas. No que diz respeito à modalidade intitulada de *corporate finance* (ou financiamento convencional), os credores de uma empresa conta com o total da sua carteira de ativos para a geração do fluxo de caixa via empréstimos, os ativos e o financiamento são integrados às carteiras de ativos e passivos da empresa. A estrutura de financiamento é montada tendo a empresa como foco, com riscos concentrados e baixa (ou nenhuma) reciclagem. O *project finance* (ou financiamento por projetos) segundo Vieira (1999) é uma entidade jurídica distinta, na qual os ativos do projeto, os contratos e o fluxo de caixa são segregados em grau substancial da entidade patrocinadora e os riscos são diluídos e qualificados. A montagem é complexa e demorada e requer uma engenharia financeira cuidadosa para alcançar uma alocação aceitável dos riscos e retornos entre os vários atores envolvidos no projeto; Finnerty (1998), Krause *et all* (1999).

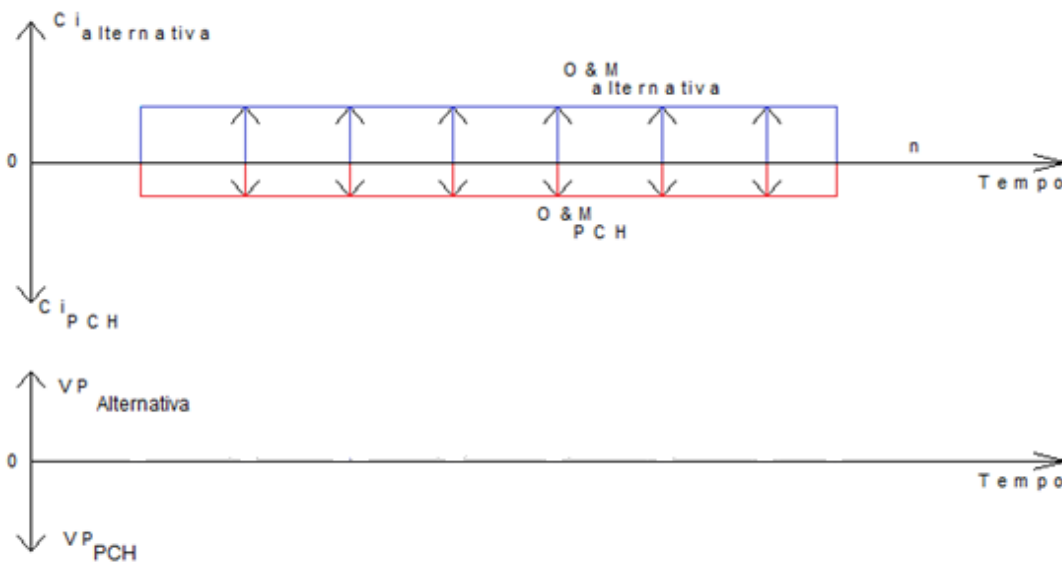
4.3 - ATRATIVIDADE DO EMPREENDIMENTO

Estando de posse dos custos aproximados de implantação da obra, se faz um estudo econômico, comparando a implantação da PCH com outras alternativas de atendimento ao mercado. Neste estágio, não é necessário que seja avaliado o benefício econômico gerado pela PCH, pois a comparação se dá especificadamente entre o custo de implantação da PCH e o custo de atendimento por outra alternativa (custo evitado). No fluxo de caixa, o custo associado à implantação da PCH é composto pelo investimento inicial e as despesas de O&M durante a vida útil da usina. O benefício econômico da PCH, a ser considerado neste fluxo de caixa, é representado pelo custo de implantação e respectivas despesas de O&M da outra alternativa de atendimento com a qual a PCH

está sendo comparada, durante o mesmo período de análise. O fluxo de caixa descontado deve fornecer um valor presente líquido (VPL) positivo, indicando que o valor presente da implantação da PCH é menor que o da alternativa de comparação. No caso da PCH, as despesas de O&M podem ser aproximadas da seguinte forma:

$O \& M$ = Custo anual de operação e manutenção da usina (US\$/ano), estimado a partir de composição de custos, experiências anteriores, etc. Na falta de dados mais precisos, sugere-se a utilização de um percentual da ordem de 5% do custo total do investimento, sem juros durante a construção.

A taxa de desconto a ser utilizada, neste caso, deverá ser a taxa de oportunidade para investimentos de infraestrutura. Usualmente o setor elétrico tem utilizado uma taxa de desconto de 12% a.a. e um tempo de vida útil, para usinas hidrelétricas, de 50 anos.



Graficamente o fluxo de caixa pode ser representado da seguinte

forma: $VPL = VP_{alternativa} - VP_{PCH}$

4.4 - PERSPECTIVAS PARA O FUTURO

As dificuldades no licenciamento ambiental e as incertezas que sempre rondam os processos de aprovação de projetos hidroelétricos têm causado impressionante perda na matriz energética limpa que costuma orgulhar o País. São muitas novas centrais geradoras termoelétricas poluidoras, entretanto de muito mais fácil licenciamento ambiental e aprovação na ANEEL, inclusive as térmicas a óleo e a carvão.

Há duas usinas nucleares em operação e uma em construção (Angra III). Estas por sua vez têm sofrido pelas indecisões políticas, todas tiveram seus cronogramas de implantação constantemente refeitos e suas obras se arrastado por duas a três décadas, acarretando um aumento nos custos pela forte incidência dos juros sobre os capitais investidos durante as suas prolongadas construções. Entretanto, Angra II que levou 24 anos em construção, pode operar até hoje, sem licenciamento ambiental e sem licenciamento da CNEN.

O controle de cheias permanece nebuloso no futuro próximo. A falta de um órgão de âmbito nacional para controlar e implementar obras hidráulicas com esse objetivo é imperioso já que os cursos d'água são em geral intermunicipais e mesmo interestaduais. O setor elétrico através do ONS despacha algumas hidroelétricas levando em conta o controle de cheias. O exemplo mais nítido são as hidroelétricas do vale do rio Paraíba do Sul cujo rio principal, por atravessar uma sucessão de importantes cidades de médio porte e servir de abastecimento de água a grandes núcleos urbanos, tem uma regra operativa que privilegia a regularização de vazões e o controle de cheias.

5 – PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCH'S)

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) representam um dos principais focos de prioridade da geração de energia elétrica no Brasil (ANEEL-2002), no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no país. Por suas características - usinas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW e com o reservatório com área igual ou inferior a 3 Km², esse tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões

rurais, pois normalmente estão próximas dos locais de consumo, eliminando assim altos custos com linhas de transmissão.

A partir de 1998 a construção destas unidades de geração foi incrementada por meio de uma série de mecanismos legais e regulatórios. Assim que começou a atuar, a ANEEL abriu um processo de consulta pública para ouvir a população brasileira sobre quais deveriam ser os critérios para definir estas hidrelétricas de pequeno porte. Foi o primeiro passo. Depois viriam as resoluções que facilitariam a integração destes empreendimentos ao sistema elétrico.

Na consulta pública, 32 instituições enviaram sugestões à ANEEL. Ao final, a Agência publicou a resolução que estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de Pequenas Centrais Hidrelétricas. As resoluções elaboradas pela Agência permitem que a energia gerada nas PCH's entrem no sistema de eletrificação, sem que o empreendedor pague as taxas pelo uso da rede de transmissão e distribuição. O benefício vale para quem entrou em operação até 2003. As PCH's são dispensadas ainda de remunerar municípios e Estados pelo uso dos recursos hídricos. Caso seja implantado no sistema isolado da Região Norte, podem também receber incentivo do Fundo formado com recursos da Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), para financiar os empreendimentos, caso substituam as geradoras térmicas a óleo diesel nos sistemas isolados da Região Norte. (ANEEL –2005).

5.1 – CLASSIFICAÇÃO DAS PCH'S QUANTO À POTÊNCIA E QUEDA DE PROJETO

As PCH'S podem ser ainda classificadas quanto a potência instalada e quanto a queda de projeto, como mostrado na tabela 2, adiante, considerando-se os dois parâmetros conjuntamente, uma vez que um ou outro isoladamente não permite uma classificação adequada.

Para as centrais com alta e media queda, onde existe um desnível natural elevado, a casa de força fica situada, normalmente, afastada da estrutura do barramento. Consequentemente, a concepção do circuito hidráulico de adução envolve, rotineiramente, canal ou conduto de baixa pressão com extensão longa.

Para as centrais de baixa queda, todavia, a casa de força fica, normalmente, junto da barragem, sendo a adução feita através de uma tomada d'água incorporada ao barramento.

TABELA 2 CLASSIFICAÇÃO DAS PCH'S QUANTO À POTÊNCIA E QUEDA DE PROJETO

CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS	POTÊNCIA - P (kW)	QUEDA DE PROJETO - H _d (m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	P < 100	H _d < 15	15 < H _d < 50	H _d > 50
MINI	100 < P < 1.000	H _d < 20	20 < H _d < 100	H _d > 100
PEQUENAS	1.000 < P < 30.000	H _d < 25	25 < H _d < 130	H _d > 130

Fonte: Diretrizes para estudos e projetos de PCH's

5.2 – VANTAGENS DAS PCH'S

Algumas das vantagens das PCH's (ANEEL – 1997):

- Baixo tempo de construção comparado as UHE's;
- Baixo impacto ambiental comparado as UHE's;
- Viabilidade Econômica;
- Possuem incentivos regulatórios e programas de incentivo do governo;
- Reduzem custo com linhas de transmissão;

As PCH's apresentam uma estrutura de pequeno porte em comparação as UHE's, fator que reduz bastante o tempo de construção, resultando em um menor impacto ambiental. Esta redução no impacto se deve principalmente, a sua instalação ocorrer em rios de baixo volume de água, fator que facilita muito a criação de dispositivos para transposição de peixes (*escadas de peixe, dentre outros*) e de se manter a alimentação de água no antigo leito para os outros animais que dependem desta água.

5.3 – DESVANTAGENS DAS PCH'S

- Apesar do baixo impacto ambiental, seus estudos de impacto e licenças ambientais demoram em média cerca de 3 a 4 anos para liberação. Essa desvantagem hoje apresenta-se claramente no Brasil com a inserção das usinas Eólicas, Estas ganharam cada vez mais espaço e apresentam menos impactos quantitativos e qualitativos.

- As áreas de desapropriação devido ao reservatório e a construção da barragem são maiores do que das eólicas e térmicas, por exemplo, levando a um maior tempo de instalação e maiores burocracias.

- Custo de construção varia muito devido à utilização de muitos materiais utilizados na construção civil como: aço, concreto, madeira, brita e ferro, encarecendo o processo.

- Necessita de uma boa logística de transporte desses materiais no canteiro acarretado maior número de vias de acesso em áreas que geralmente são muito afastadas das grandes cidades.

TABELA 3 CUSTO DA ENERGIA NO BRASIL

Fonte	R\$/MWh	
	Mínimo	Máximo
Hidráulica	R\$ 59,00	R\$ 106,00
UTE à Gás	R\$ 89,00	R\$ 103,00
Biomassa	R\$ 100,00	R\$ 127,00
UTE à Carvão	R\$ 139,00	R\$ 146,00
Nuclear	R\$ 106,00	R\$ 118,00
PCH	R\$ 121,00	R\$ 135,00
Eólico	R\$ 99,58	R\$ 130,86
Solar	R\$ 1.500,00	R\$ 3.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados

5.4 – AS PCH’S NO CENÁRIO ENERGÉTICO DO BRASIL.

Apesar da pouca contribuição global em relação à geração, as PCH’s apresentam um papel muito importante em termos regionais e possuem um número de unidades bastante significativo. Nos últimos anos as PCH’s perderam espaço no cenário nacional para as usinas eólicas, pois o custo destas últimas baixou e já chega a ser mais vantajoso do que a energia termelétrica, que gira em torno de R\$ 139,00 a R\$ 146,00 por MWh (megawatt-hora). Nos leilões realizados até hoje, o custo médio da eólica foi de R\$ 115,00 por MWh. (*adaptado do documento "Alternativas Energéticas – Uma Visão Cemig"*).

Anteriormente, o custo para gerar pela força dos ventos ultrapassava os R\$ 200,00 por MWh. Praticamente não havia fabricantes no país, e era preciso importar os equipamentos a custos elevados.

5.5 – ASPECTOS LEGAIS DAS PCH’S

De acordo com a legislação básica do setor elétrico, um empreendimento hidrelétrico de pequeno porte é caracterizado através da resolução ANEEL nº 394, de 04 de dezembro de 1998. Conforme seu artigo 2º, os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW (ou 1 MW) e igual ou inferior a 30.000 kW (ou 30 MW), com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km², são considerados como aproveitamentos com característica de pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Para os empreendimentos que não atendem a condição de área máxima inundada, de acordo com o artigo 3º da mesma resolução, poderão ser consideradas as especificidades regionais e serem enquadradas na condição de PCH, desde que determinado pela diretoria da ANEEL, com base em parecer técnico, que observe, entre outros, aspectos econômicos e sócios ambientais. A lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, autoriza a dispensa de licitação para empreendimentos hidrelétricos de até 30 MW de potência instalada, para autoprodutor e produtor Independente. A concessão será dada mediante autorização, até esse limite de potência, desde que os empreendimentos mantenham as características de PCH. Esses procedimentos têm caráter geral, não dependem do tipo de pessoa jurídica (empresa estatal, privada, etc) que vai realizar o empreendimento

hidrelétrico e independem da destinação da energia a ser gerada pelo potencial (autoprodução, produção independente ou serviço público).

A autoprodução é caracterizada quando o agente produz energia para o consumo próprio, podendo, com a devida pré-autorização, comercializar o excedente (APE-COM). Na produção independente, por sua conta e risco, o agente gera energia para comercialização com distribuidoras ou diretamente com consumidores livres. Quando a geração é feita por empresas públicas ou para o **self dealing**⁵ (limitado) das distribuidoras, o destino da energia configura um serviço público.

5.6 - ASPECTOS TÉCNICOS DAS PCH'S

5.6.1 - Regime Operativo

Quanto ao regime operativo da central em função das mudanças institucionais e da legislação por que passou o país, já referidas anteriormente, e da experiência acumulada nos últimos anos, torna-se importante definir os critérios técnicos, bem como alguns aspectos sobre os processos de construção de obras civis para usinas com potência instalada de até 30 MW. No caso de PCHs, as centrais hidrelétricas podem ser classificadas segundo a finalidade da acumulação de água em seus reservatórios.

Regime A Fio D'Água - Quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que as descargas necessárias à potência a ser instalada para atender a demanda máxima prevista. Ou seja, o volume de água armazenado no reservatório não é suficiente para garantir a operação no período de interesse.

Esse tipo de PCH apresenta, dentre outras, as seguintes simplificações:

- Dispensa estudo de regularização de vazões;
- Dispensa estudo de sazonalidade da carga elétrica do consumidor;
- Facilita os estudos e a concepção da tomada d'água.

⁵ Self-dealing é a conduta de um mandatário, um advogado, um executivo corporativo, ou outro fiduciário que consiste em tomar vantagem de sua posição em uma transação e agindo para seus próprios interesses e não para os interesses dos beneficiários da confiança, incorporação, acionistas ou seus clientes. A auto-negociação pode envolver a apropriação indevida ou usurpação de ativos corporativos ou oportunidades. Auto-negociação é uma forma de conflito de interesses.

- Por não haver flutuações significativas no nível d'água (NA) do reservatório, não é necessário que a tomada d'água seja projetada para atender a depleções do NA.
- Quando a adução primária é projetada através de canal aberto, a profundidade do canal deverá ser a menor possível, pois não haverá a necessidade de atender às depleções;
- No caso de haver necessidade de instalação de chaminé de equilíbrio, a sua altura será mínima, pois o valor da depleção do reservatório, o qual entra no cálculo dessa altura, é desprezível;
- Como a função da barragem é apenas para desviar a água para o circuito de adução, sua altura deve ser minimizada;
- Os valores despendidos com indenizações são reduzidos devido às áreas inundadas serem pequenas.

Regime com Barragem de Acumulação - A acumulação de água em reservatórios para fins de geração de energia elétrica tem como função regularizar a vazão defluente, garantindo a operação em períodos hidrológicos desfavoráveis. Quanto à regularização as centrais podem ser classificadas:

- Com regularização diária - Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores à necessária para fornecer a potência para suprir a demanda máxima diária do mercado consumidor e que ocorrem com risco superior ao adotado no projeto. Dependendo das tarifas de venda de energia elétrica, a operação da central, apenas no período de ponta, pode viabilizar um empreendimento que não o seria se operasse ao longo de todo o tempo.
- Com regularização mensal - Quando o projeto de uma PCH considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem médias mensais, pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovidas pelo reservatório.

5.6.2 - Quanto ao sistema de adução

São considerados dois tipos de PCH, quanto ao sistema de adução:

- ***Adução em baixa pressão com escoamento livre em canal***

Quando se emprega canal de adução o elemento de transição entre o canal e o conduto de alta pressão é a câmara de carga. Neste caso a relação entre o comprimento do conduto forçado e o desnível correspondente é superior a 5. Esta relação reflete a segurança da central quanto ao transitório hidráulico. *(Fonte: Adaptação da dissertação: “Aplicação do project-finance para alavancagem de empreendimentos hidrelétricos de Pequeno Porte”. Silvana dos Santos).*

- ***Adução em baixa pressão por meio de tubulação ou túnel***

Como regra geral, quando o comprimento do conduto forçado for superior a cinco vezes o desnível correspondente utiliza-se a chaminé de equilíbrio para atenuar o transitório hidráulico que ocorre em caso de fechamento rápido da válvula. Neste caso a chaminé de equilíbrio promove a interface entre os condutos de baixa e alta pressão. Portanto, a escolha de um ou outro tipo dependerá das condições topográficas e geológicas do local do aproveitamento, bem como de estudo econômico comparativo. *(Fonte: Adaptação da dissertação: “Aplicação do project-finance para alavancagem de empreendimentos hidrelétricos de Pequeno Porte”. Silvana dos Santos).*

5.7 – SEGURANÇA DA BARRAGEM

A segurança da barragem é um aspecto primordial da PCH. A vazão, ou hidrograma de dimensionamento do vertedouro, deve ser criteriosamente definida, avaliando os custos e os respectivos riscos em cada alternativa. Em linhas gerais, existem duas metodologias, a saber:

- Análise de frequência de vazões máximas, que utilizam distribuições probabilísticas para extrapolação e determinação das vazões de projeto para o período de retorno pré-definido. Nesse caso, exige-se uma atenção especial sobre a extrapolação da relação cota x vazão da estação fluviométrica selecionada;

- Modelos chuva-vazão, que determinam os hidrogramas de projeto a partir de chuvas intensas de projeto e de condições críticas de saturação, uso e ocupação do solo. Nesse caso, deve-se proceder a criteriosa definição das chuvas de projeto, não só quanto à duração, bem como a projeção do uso e ocupação do solo e eventual impermeabilização em regiões parcialmente urbanizadas.

Entende-se por criteriosa definição da vazão ou hidrograma de dimensionamento do vertedouro a busca pela precisão, incluindo pesquisas em campo para registrar as maiores cheias ocorridas no local e estimando as respectivas vazões através de levantamentos topobatimétricos. Enfoques extremamente conservadores não são desejáveis, uma vez que podem resultar na inviabilidade do aproveitamento ou na impossibilidade de implantar um arranjo adequado para obra. De forma geral, deverão ser consideradas algumas diretrizes como:

- O transporte das vazões máximas de uma estação fluviométrica para uma seção de interesse, como a PCH, na mesma bacia hidrográfica, por proporcionalidade direta de área de drenagem, pode ser feita quando a maior área for até 1,2 vezes superior à outra;
- Caso não seja possível o transporte por proporcionalidade de área de drenagem, torna-se imperativo a utilização da vazão máxima em função das características fisiológicas das bacias da região, procurando-se identificar uma relação funcional;
- Em caso de não haver disponibilidade de dados fluviométricos, deve-se optar pela utilização de modelos chuva-vazão.

5.8 - A IMPORTÂNCIA DAS PCH'S NA MATRIZ ENERGETICA BRASILEIRA

Para demonstrar a atual importância das PCHs na matriz elétrica brasileira, um quadro elaborado pela ABRAGEL – Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa, antes denominada APMPE – Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia, com mais de 10 anos de história

na defesa das PCHs, relaciona a soma das PCHs em operação no Brasil com as grandes hidroelétricas e apresenta o conjunto das PCHs como a terceira maior fonte geradora de energia hidráulica nacional.

TABELA 4 QUADRO COMPARATIVO UHE x PCH

	Usina	Potência Fiscalizada (kW)
1	Tucuruí I e II	8.370.000,00
2	Itaipu (parte brasileira)	7.000.000,00
3	PCH	3.628.230,00 (*)
4	Ilha Solteira	3.444.000,00
5	Xingó	3.162.000,00
6	Paulo Afonso IV	2.462.400,00
7	Itumbiara	2.080.500,00
8	São Simão	1.710.000,00
9	Foz do Areia	1.676.000,00
10	Jupiá	1.551.200,00


Fonte: BIG ANEEL

(*)corresponde a 717 unidades em operação (PCH+CGH)

6 - MITIGAÇÕES DOS RISCOS E INCENTIVOS AO INVESTIMENTO

Em decorrência das modificações do marco regulatório em 2004, houve uma retomada dos investimentos no segmento de geração de eletricidade num ritmo não observado no período pós-reformas (iniciado em 1996). Os demais segmentos foram, tradicionalmente, a reboque da geração. A transmissão, que já tinha desde o início das reformas as principais características implementadas para a geração em 2004, segue a necessidade de expansão do sistema verificada pelo planejador (hoje, o MME e a EPE), dada a expansão da demanda e a construção de novas usinas. O segmento de distribuição, por fim, acompanha a necessidade de ampliação e reforços também com base na expansão da demanda, além da recorrente reposição de equipamentos e instalações depreciadas. Com efeito, a geração é o norte de atração e promoção de investimentos do setor elétrico brasileiro, representando historicamente mais de 50% do total, e será, portanto, o fio condutor desta seção. Para evidenciar a inflexão positiva dos investimentos no SEB, a Tabela 5 demonstra o efeito nas aprovações de crédito, no BNDES, para os três principais segmentos (geração, transmissão e distribuição).

TABELA 5 EFEITO NAS APROVAÇÕES DE CREDITO PELO BNDES

Energia: Aprovações 2003 a 2014 (1º Sem.) 				
<small>Valores em R\$ mil</small>				
Segmento	Capacidade	Nº de Projetos	Financiamento BNDES (R\$ Mil)	Investimento Previsto (R\$ Mil)
1. Geração	47.835 MW	246	101.980.941	167.060.252
Hidrelétricas	33.301 MW	48	65.371.581	103.902.565
Eólicas	5.472 MW	51	15.020.558	25.071.892
Termelétricas	4.816 MW	12	6.473.025	13.935.083
PCH	2.364 MW	121	7.701.782	11.934.144
Nuclear	1.405 MW	1	6.146.256	10.488.029
Biomassa	477 MW	13	1.267.741	1.728.539
2. Transmissão	28.801 Km	105	19.928.545	37.558.796
3. Distribuição	-	90	17.633.557	32.694.613
4. Racionalização	-	21	182.834	272.517
5. Outros	-	1	13.542	15.047
TOTAL		463	139.739.419	237.601.226

Fonte: Carteira da Área de infraestrutura do BNDES.
Data-base de cada projeto: data de aprovação em Diretoria.

O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do certame, visando à eficiência na contratação de energia. Entenda como funciona um leilão de energia. No período de 2003 a 2014, foram aprovados R\$ 139,7 bilhões de crédito ao setor elétrico, com R\$ 237.6 bilhões de investimentos totais associados. Em relação à expansão do sistema, foram 198 projetos de geração, que representam uma expansão de 32 GW. Para as linhas de transmissão podemos destacar:

- 105 projetos de transmissão, que adicionam ao Sistema Interligado Nacional 14 mil km;
- Até 5 Leilões para 2014;
- Leilão referente ao 1º circuito da Usina de Belo Monte (2100 km, 800 kV DC), realizado em fevereiro com investimentos previstos de R\$ 5 bilhões;
- Leilão Realizado no 1º semestre de 2014.

- Concessão de 8 linhas de transmissão em 8 estados, totalizando 2300 km, 3,4 bilhões em investimentos e receita anual permitida de R\$ 350 milhões – deságio médio de 13%;
- Leilões realizados no 2º semestre de 2014, 26 Concessões com investimento de R\$ 8 bilhões;
- Em 2015: Leilão do 2º circuito da Usina de Belo Monte (2400 km, 800 kV DC) e investimentos previstos de R\$ 5 bilhões.

A seguir, a tabela 6, lista os principais projetos de maior porte, com destaque para os empreendimentos do Complexo do Madeira.

TABELA 6 PRINCIPAIS PROJETOS HIDRELÉTRICOS CONTRATADOS COM O BNDES ENTRE 2007 E 2009 (EM R\$ MILHÕES)

Projetos	Financ. BNDES	Inv. total	MW
Jirau	7.220	10.541	3.450
Santo Antônio	6.135	13.178	3.150
Estreito	2.661	3.607	1.087
Foz do Chapecó	1.656	2.207	855
Simplicio	1.034	1.667	334
Mauá	739	991	361
Serra do Facão	588	850	213
Caçu e Barra dos Coqueiros	543	694	155
Dardanelos	485	755	261
Salto	290	407	108
Salto do Rio Verdinho	250	342	93
Total	21.601	35.238	10.066

Fonte: Carteira da Área de Infraestrutura do BNDES.
Data-base de cada projeto: data de aprovação em Diretoria.

Os números expõem a retomada dos investimentos, sendo necessário, conseqüentemente, explicar as causas, que estão associadas, de forma direta ou indireta, à mitigação dos riscos dos empreendimentos. Para entender isso, primeiramente deve-se enunciar os principais riscos inerentes à implantação de projetos de geração de

eletricidade. A Tabela 7 apresenta uma tipologia-síntese de riscos, idealizada com base no trabalho de Tinsley (2000), associada à análise de financiamentos na modalidade *project finance*, adotada pelo BNDES exatamente para esse segmento do setor elétrico.

TABELA 7 TIPOLOGIA DE RISCOS

Tipos de risco	Fatos Associados
Suprimento	Segurança no suprimento (preço e quantidade) de combustíveis, equipamentos etc.
Demanda	Estabilidade do fluxo de caixa e riscos de inadimplemento (no jargão financeiro: risco de mercado e risco de crédito)
Operacional	Gerenciamento financeiro Desempenho técnico
Implantação	Concepção da engenharia dos projetos Definição da repartição de riscos no Contrato EPC (entre construtor, empresa, seguradoras)
Custos financeiros	Descasamentos associados a (ou entre) taxa de câmbio, indexadores de inflação, taxas de juros (TJLP) etc.
Institucional	Estabilidade do marco regulatório Fatos do Príncipe Recorrência de litígios etc.
Social	Impactos negativos da mobilização de mão de obra Relacionamento com órgãos de classe Trato com entidades e representações locais, povos indígenas etc.
Natureza	Geologia, hidrologia, impactos em áreas de preservação etc.
Patrocinadores	Compromissos dos acionistas Nível de segregação da sociedade de propósito específico

Fonte: Carteira Tipos de Riscos BNDES

As leis (10.847/2004 e 10.848/2004) e o decreto (5.163/2004) que instituíram os ajustes em 2004 no marco regulatório favoreceram a mitigação de riscos tanto para o empreendedor quanto para os credores (BNDES, notadamente), o que explica, em boa medida, o recrudescimento dos investimentos em geração. Dentro do mapa de riscos exposto para os empreendimentos de energia nova no Ambiente de contratação Regulada (ACR), as inovações, destacadas por Siffert *et al.* (2005), foram as seguintes:

Exposição ao risco de mercado - Os projetos teriam garantia de fluxo de caixa ao assinar CCVEs de longo prazo, com o conjunto das distribuidoras do *pool*, sem sujeitar-se a variações de mercado. A remuneração do investidor seria garantida por preços e quantidades fixos, para hidrelétricas, e por parcela fixa de remuneração, para *termelétricas*. Essa modificação aproxima o segmento de geração do segmento de transmissão, que já tinha receita fixa e garantida por contratos de concessão, repartida por todos os usuários do sistema interligado por meio da cobrança dos encargos de transmissão.

Exposição ao risco de crédito - No ACR, os projetos de geração não se sujeitam ao risco de uma única distribuidora, mas sim ao *pool* de distribuidoras que declaram necessidade de energia para contratação futura. Ou seja, a origem dos pagamentos é pulverizada pelo conjunto das distribuidoras, o que minimiza o risco de inadimplemento. Adicionalmente, no âmbito da CCEE (responsável legal pela liquidação financeira dos CCVEs) há, além das penalidades contratuais usualmente empregadas, um conjunto de *garantias*, depositadas pelas distribuidoras em banco custodiante contratado pela mesma, que podem ser utilizadas e são acionadas na ocorrência de inadimplemento.

Exposição aos riscos institucionais - Licitação de empreendimentos somente após a concessão da licença prévia por órgão ambiental competente. Com isso, boa parte do risco de insucesso no licenciamento é transferido dos empreendedores para o poder concedente, que se tornou responsável por apresentar somente projetos a serem leiloados com viabilidade socioambiental. Ao empreendedor, permanece o risco de insucesso nas fases de licenciamento de instalação e operação da usina, que é significativamente inferior ao risco de licenciamento prévio.

À primeira vista, dada a complexidade do mapa de risco que envolve os projetos de geração de eletricidade, as mudanças institucionais foram poucas. Porém, seu impacto foi fundamental, pois equacionaram os principais riscos ainda pouco mitigados pelo marco regulatório pré-2004. O grande exemplo do efeito da mitigação dos riscos é a retomada por parte dos empreendedores de várias usinas hidrelétricas licitadas antes de 2004 pelo critério de maior pagamento pelo uso do bem público (UBP): usinas *Botox*. Para fazer a transição entre as regras pré-2004 e pós-2004, permitiu-se que as referidas usinas participassem dos leilões A-5 do ACR e recuperassem a maior parte do UBP. Tal ressarcimento se deu como uma receita adicional do empreendedor e apenas para a diferença entre o UBP pago e o UBP estabelecido para o leilão A-5.

Adicionalmente, essa diferença (expressa por unidade de energia) teve como limite o preço do empreendimento vitorioso mais caro do leilão em questão (custo marginal do leilão).

Assim, parte expressiva do crédito aprovado no BNDES para hidrelétricas (ver Tabela 2) foi para usinas *Botox*, que tiveram seus investimentos retomados após os ajustes de 2004. Adicionalmente, investimentos em novas concessões, como as usinas de Mauá, Dardanelos, Simplicio e o Complexo do Rio Madeira, ratificam o novo quadro pró-investimento. A menor percepção de risco também possibilitou que o BNDES contribuísse com a expansão dos investimentos ao modificar, desde 2004, suas linhas de crédito para o SEB de modo a reduzir os custos financeiros (inclusive o gradiente de taxas de risco), bem como alongar prazos, conforme pode ser visto na Tabela 8, para o segmento de geração hidrelétrica.

TABELA 8 EVOLUÇÃO DAS POLÍTICAS OPERACIONAIS GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

Descrição	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tipo de amortização	SAC					
Conta reserva	3 meses					
Prazo de amortização	Até 12 anos			Até 14 anos	Até 16 anos	Até 20 anos
Custo financeiro	80% TJLP / 20% cesta de moedas		80% TJLP/ 20% IPCA	100% TJLP		
Participação máxima do BNDES (itens financiáveis)	70%		80%		85%	80%
ICSD mínimo	1,30					1,20 ou 1,30
Remuneração básica (A)	2,50%			1,50%	1,00%	0,90%
Risco de crédito (B)	1,50%	1,50%	1,50%	0,8% a 1,8%	0,46% a 3,57%	
Remuneração total do BNDES (A + B)	4,00%			2,3% a 3,3%	0,96% a 4,57%	

Fonte: Siffert *et al.* (2008).

6.1 – RISCOS DE CONSTRUÇÃO DE EMPREENDIMENTO HIDRELÉTRICO

Primeiro abordaremos o risco Associado a construção do Empreendimento. Quando são definidas as vazões de cheias associadas a diversos tempos de recorrência (T), deverão ser avaliados os riscos a serem adotados nos projetos das obras de desvio e do vertedouro da PCH. Os riscos podem ser calculados por:

$$r = 1 - \left(1 - \frac{1}{T}\right)^n$$

(r) - Probabilidade ou risco de ocorrência, pelo menos uma vez, da cheia adotada;

(T) - Tempo de recorrência, em anos;

(n) - Tempo de duração da obra, em anos;

As Tabelas 8 e 9 a seguir, apresentam os valores recomendados a serem adotados para tempos de recorrência e riscos

TABELA 8 – DESVIO DO RIO DURANTE A CONSTRUÇÃO

Tempo de Recorrência (T – anos)	Duração da Obra (n – anos)	Risco (r - %)	Caso
10	1	10	Geral
20	2	10	Geral
25	1	4	Perigo de danos sérios a jusante
50	2	4	Perigo de danos sérios a jusante

TABELA 9 – PROJETO DE ESTRUTURAS EXTRAVASORAS

Tempo de recorrência (T – anos)	Vida Útil da Usina (n – anos)	Risco (r - %)	Caso
500	50	9,5	Geral
1.000	50	4,9	Perigo de sérios danos materiais a jusante
10.000	50	0,5	Perigo de danos humanos a jusante.

Em geral, recomenda-se a adoção do tempo de recorrência de 500 anos para o caso de estruturas galgáveis, ou seja, de concreto. Para outras situações, como por exemplo barragem de terra, admite-se um tempo de recorrência maior, ou seja de 1000 anos, no mínimo.(Fonte: Diretrizes para estudos de projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas -Eletrobrás).

6.2 - MITIGAÇÕES DOS RISCOS E INCENTIVOS AO INVESTIMENTO: “CASO DAS PCH’s”

As pequenas centrais hidrelétricas, num cenário de demanda atual deficiente de atendimento, são agentes mitigadores do risco de racionamentos e apagões, e uma real opção de oferta de energia, visto que no Brasil se tem o domínio sobre a engenharia de construção das barragens, domínio sobre técnicas de geração e transmissão e disponibilidade hídrica.

Atualmente com uma crise hídrica instalada e o aumento das usinas à fio d'água, observou-se uma tendência inevitável de aumento das termelétricas na matriz, que por sua vez é muito mais poluente do que uma hidrelétrica com reservatório e com uma energia mais cara. O diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS, Hermes Chipp, afirmou em julho de 2014 ao jornal Diário do Nordeste, que as usinas termelétricas em operação deverão ficar ligadas até o final de 2014. Segundo ele, a expectativa é que haja uso "acentuado" das termelétricas nos próximos meses e até no próximo ano, já que o volume de chuvas para recuperar o volume dos reservatórios das principais hidrelétricas do País é insuficiente.

O Boletim de Operações de Usinas, divulgado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica aponta produção de 747 MW médios pelas eólicas é de 17.307 MW médios pelas térmicas em maio deste ano. Somente as hidráulicas tiveram redução, de 5,1%, na comparação com 2013, com 40.535 MW médios. Apesar do recuo, a fonte é predominante na matriz energética brasileira, tendo respondido por 66,5% da produção em maio de 2014.

A falta de chuvas e a queda no nível dos reservatórios no último verão fizeram com que as usinas termelétricas fossem acionadas e obrigadas a operar de forma ininterrupta para economizar água. Esse fato, de acordo com os analistas do banco global, fez com que somente os custos da energia térmica atingissem os R\$ 28,9 bilhões em 2014.

Além do incremento de PCHs, as usinas com reservatório, sendo PCHs, podem contribuir em muito para esse momento de escassez, e alta no preço da energia para o consumidor. Regularizar ou não a vazão de um curso d'água é uma decisão que, necessariamente, deve incorporar a dimensão ambiental, numa escolha entre alternativas que devem ficar absolutamente claras para a sociedade, que inclusive deve participar desse processo.

Entretanto, essa decisão não pode ser tomada sem o necessário amadurecimento e sem uma discussão ampliada, ou com a intenção de se ter uma boa imagem do governo na mídia. Deve ser uma decisão de longo prazo, com abordagens científicas que poderão definir os riscos de todos os tipos, realizado por pessoas com experiência no assunto, levando em conta que haverá impactos ambientais e sociais, mas com a devida mensuração dos impactos econômicos, e formas de comparar todos os fatores a fim de se saber o peso de cada um, e assim se ter uma avaliação correta. Fato é que ainda existe pela frente um grande potencial a ser aproveitado. O presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, afirmou ao Estado de S. Paulo em 05/02/2013, que o governo federal pretende licitar 21,42 mil MW de novas usinas hidrelétricas até 2017. "Entre 2013 e 2017, os novos projetos hidrelétricos demandarão quase R\$ 80 bilhões em investimentos". Ou seja, o foco brasileiro sempre foram os empreendimentos hidrelétricos, logo os interessados devem estar prontos para investir, tanto economicamente, quanto tecnicamente.

A viabilidade econômica de uma PCH depende, principalmente, do preço de venda da energia e dos investimentos realizados por MWh gerado. Atualmente o mercado não está muito atrativo para o investimento, mas essa situação pode mudar a qualquer momento. A energia que se deixa de gerar é teoricamente tão cara quanto a que se gera. Todos têm interesse em aumentar a oferta de energia.

7 – AVALIAÇÃO DE IMPACTOS AMBIENTAIS

Um estudo ambiental bem realizado, com os impactos do empreendimento sobre o meio ambiente e deste sobre as PCH's e seus reservatórios associados, corretamente enfocados, com a previsão e também a implantação das indispensáveis medidas e dos programas de mitigação, compensação e controle, é muito importante e indispensável, evitando embargos de obra indesejáveis por atuação de órgãos de representação da sociedade (ONGs, etc..).

A execução dessas medidas e programas também pode se refletir em uma garantia ao investidor de que ele não terá surpresas no futuro que venham a onerar o seu orçamento, com necessidade, muitas das vezes, de uma paralisação temporária ou até definitiva de seu empreendimento, por causa, por exemplo, do assoreamento total de seu reservatório após poucos anos de vida, por não ter ele se preocupado previamente com questões como essa no projeto.

Desta forma, de acordo com a legislação vigente, procurou-se dividir estas “*Diretrizes*”, na parte ambiental, em dois tipos de PCH: as que exigirão estudos simplificados e as que demandarão os convencionais e detalhados EIA/RIMA. Numa etapa posterior, o PBA – Projeto Básico Ambiental pode ser exigido em um ou outro tipo, a critério do órgão ambiental.

Para que se atinja uma dessas fases, pode-se observar o fluxograma apresentado a seguir nas Figuras 11 e 12, como devem ser os primeiros e decisivos passos do empreendedor e de quem estiver realizando os estudos ambientais.

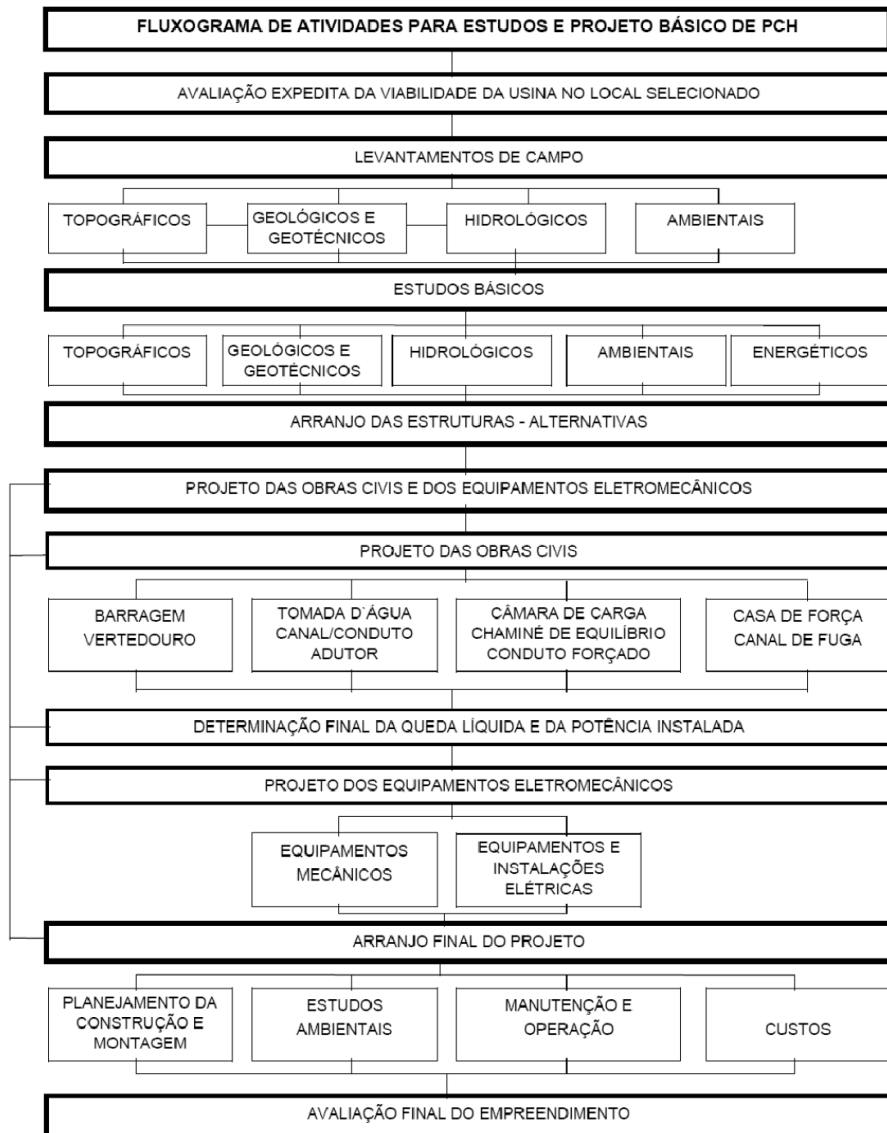


Figura 11 Fluxograma de Atividades para Estudo de Projeto Básico de Pch
 Fonte: Manual de Diretrizes Para Projeto de PCH - Eletrobrás

FLUXOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO DE UMA PCH

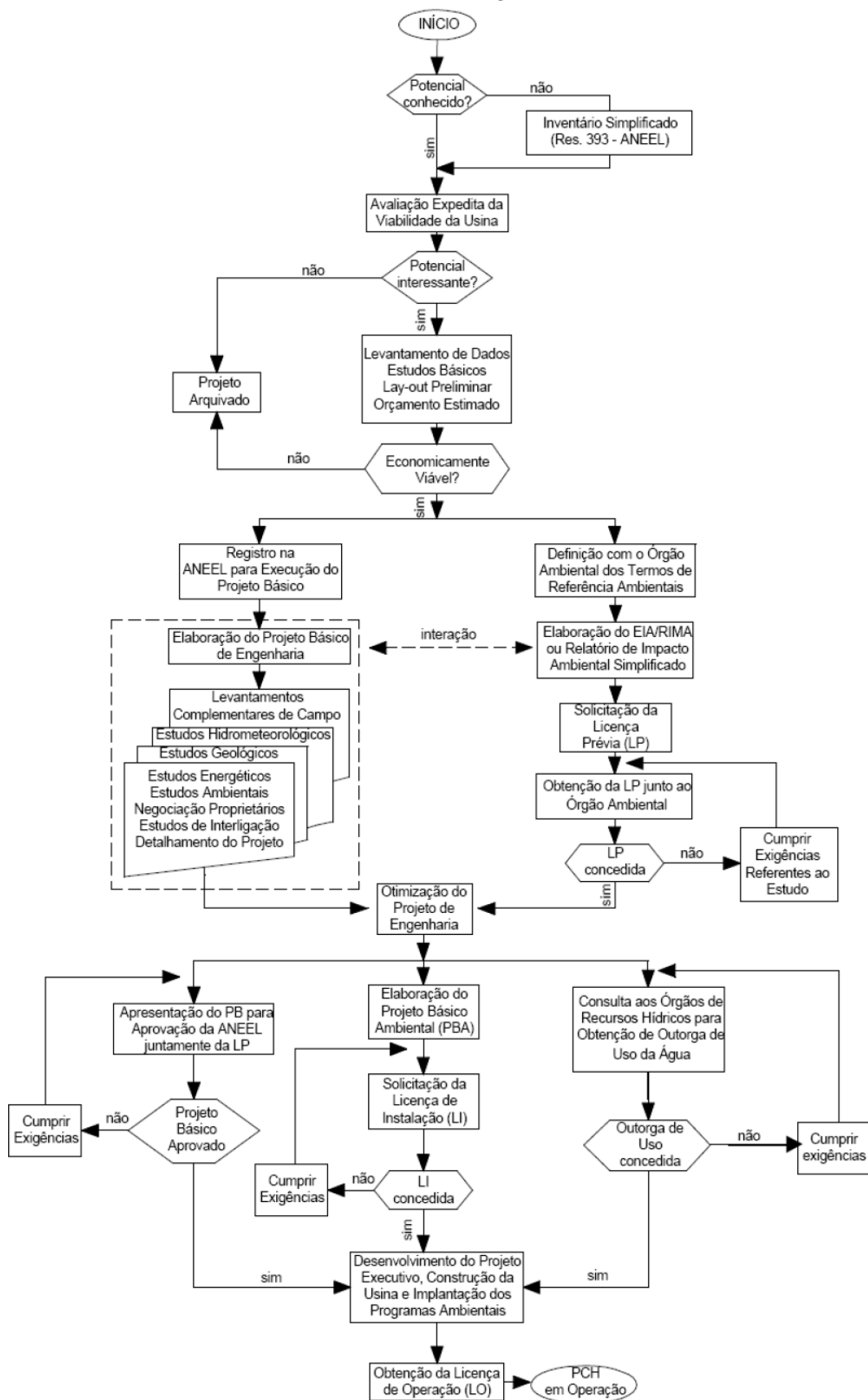


Figura 12 Fluxograma de implantação de PCH
 Fonte: Manual de Diretrizes Para Projeto de PCH - Eletrobrás

8 – LICENCIAMENTO AMBIENTAL

A implantação de usinas hidrelétricas se enquadra como um dos casos onde existe a necessidade de estudos ambientais antes das obras, qualquer que seja a potência instalada, de forma simplificada ou detalhada, conforme vier a exigir o órgão ambiental licenciador. O licenciamento ambiental envolve órgãos federais e/ou estaduais e/ou municipais e é disciplinado por diversos dispositivos legais, dos quais um dos mais recentes e o mais completo em vigor é a Resolução nº 237/97, de 19.12.97, do CONAMA. (Fonte: Manual de Diretrizes Para Projeto de PCH - Eletrobrás)

Conforme “Art. 8º - *O Poder Público, no exercício de sua competência de controle, expedirá as seguintes licenças:*

I – Licença Prévia (LP) – concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade, aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação;

II – Licença de Instalação (LI) – autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes da qual constituem motivo determinante;

III – Licença de Operação (LO) – autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação.

Parágrafo único – As licenças poderão ser expedidas isolada ou sucessivamente, de acordo com a natureza, características e fase do empreendimento ou atividade.”

8.1 - LICENÇA PRÉVIA – LP

Entendimentos com o órgão ambiental licenciador sobre o nível dos estudos a realizar, com recebimento dos Termos de Referência do que deve ser feito. O encaminhamento de um RAP - Relatório Ambiental Preliminar pode, dependendo do caso e do órgão avaliador, conduzir à dispensa de EIA/RIMA, nos casos julgados desnecessários pelos órgãos ambientais. Normalmente, nesses casos, são exigidos estudos simplificados.

Requerimento Padrão da LP devidamente preenchido pelo empreendedor, anexando, conforme a atividade, os seguintes documentos:

- Estudo de Impacto Ambiental – EIA e Relatório de impacto Ambiental – RIMA, ou Estudos simplificados, quando, a critério do órgão ambiental, houver dispensa de EIA/RIMA;
- Certidões das Prefeituras Municipais, com o “nada a opor”, conforme Art. 10, Parágrafo 1º, da Resolução CONAMA 237/97, já citada;
- Outros documentos, a critério do órgão ambiental, como, por exemplo: Contrato Social registrado para sociedades por quotas de responsabilidade limitada; Atas de Eleição da última Diretoria para sociedades anônimas, etc.
- Cópia da publicação do requerimento da LP no Diário Oficial da União – DOU ou Diário Oficial Estadual – DOE e, se exigido no Estado, em jornal local de grande circulação, pelo empreendedor, de acordo com os modelos aprovados pela Resolução CONAMA 006/86.
- Recolhimento, pelo empreendedor, de taxa fixada pelo órgão de meio ambiente para emissão da LP e análise do Projeto.
- Relatório Técnico de Vistoria ao local do empreendimento, elaborado pelo órgão ambiental, para “checagem” das informações contidas no EIA/RIMA ou nos Estudos Ambientais simplificados (apenas quando a Vistoria Técnica for julgada necessária). Responsável: órgão ambiental.
- Ata da Audiência Pública e documentos anexados quando da sua realização. Responsável: órgão ambiental.
- Parecer Técnico do órgão de meio ambiente sobre o pedido de

LP. Apresenta condicionantes para a concessão da LI (etapa subsequente do licenciamento) e prazos de validade para a LP.

- Concessão da Licença Prévia (segundo Modelo Padrão), pelo órgão ambiental.

8.2 - LICENÇA DE INSTALAÇÃO – LI

Requerimento Padrão da LI devidamente preenchido pelo empreendedor, anexando, conforme a atividade:

- Projeto Básico Ambiental – PBA (detalhado) ou Programas Ambientais simplificados, contendo os projetos de minimização de impacto ambiental avaliados na fase da LP;
- Outros documentos exigidos por lei, como outorga para o uso da água, Autorização para Desmatamentos, etc.
- Cópia da publicação da concessão da LP no Diário Oficial da União - DOU ou no Diário Oficial Estadual – DOE e, se exigido no Estado, em jornal local de grande circulação, pelo empreendedor, de acordo com os modelos de publicação aprovados através da Resolução CONAMA 006/86.
- Cópia da publicação do requerimento da LI no Diário Oficial da União - DOU ou no Diário Oficial Estadual – DOE e, se exigido no Estado, em jornal local de grande circulação, pelo empreendedor, de acordo com os modelos aprovados através da Resolução CONAMA 006/86.
- Recolhimento, pelo empreendedor, da taxa fixada pelo órgão de meio ambiente para a emissão da LI.
- Parecer Técnico do órgão de meio ambiente para concessão da LI. Contém condicionantes para concessão da LO (etapa subsequente do licenciamento) e prazos de validade para a LI.
- Concessão da Licença de Instalação (segundo Modelo Padrão), pelo órgão ambiental.

8.3 - LICENÇA DE OPERAÇÃO – LO

Requerimento Padrão de LO devidamente preenchido pelo empreendedor, anexando: cópias das publicações do requerimento de LO e da concessão da LI no Diário Oficial da União - DOU ou no Diário Oficial Estadual – DOE e, se exigido no Estado, em jornal local de grande circulação, pelo empreendedor, de acordo com os modelos de publicação aprovados através da Resolução CONAMA 006/86.

- Recolhimento, pelo empreendedor, da taxa fixada pelo órgão de meio ambiente para emissão da LO.
- Relatório de Vistoria confirmando se os sistemas de controle ambiental especificados na LI foram efetivamente instalados. Responsável: órgão ambiental.
- Parecer Técnico do órgão de meio ambiente sobre o pedido de LO. Contém condicionantes para a operação do empreendimento e prazo de validade da LO.
- Concessão da Licença de Operação (segundo Modelo Padrão), pelo órgão ambiental. Essa LO tem validade, conforme decisão a ser registrada no correspondente documento e de acordo com o Art. 17 da Resolução CONAMA 237/97, por cerca de quatro a dez anos. Após esse período, haverá necessidade de renová-la, ocasião em que o órgão ambiental verificará se foram cumpridos os compromissos assumidos pelo empreendedor, incluindo o adequado monitoramento ambiental. A preocupação com o meio ambiente deve, portanto, ir além da fase de construção, ou seja, deve ser uma constante na vida útil do empreendimento, havendo assim benefícios diversos, até mesmo para a própria PCH.

9 – POTENCIAL DE EXPANSÃO DE PCH

As PCH's têm um papel significativo como fontes alternativas de energia que levem ao desenvolvimento sustentável. Com o crescimento do consumo de energia, as PCH's são uma fonte importante para atender a demanda brasileira. Além de ser uma fonte limpa e renovável, têm como principais benefícios para os empreendedores o menor impacto ambiental, a necessidade apenas de autorização da ANEEL para implantação, a redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição e a isenção do pagamento da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos, sem

contar que em geral, são os empreendimentos renováveis com o melhor fator de capacidade.

Entretanto, apesar dessas vantagens, a viabilização das usinas ainda não tem acontecido conforme previsto, isso porque o custo em R\$/MWh tem sido muito elevado. Se as PCH's possuísem os benefícios que as usinas eólicas têm, como isenção do ICMS sobre os equipamentos, provavelmente se teria um menor custo de implantação, fazendo-se viáveis.

Utilizando-se do relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos, atualizado em 08/08/2014, que a ANEEL disponibiliza mensalmente, descrito no item 4.3, analisando a planilha, filtrando os projetos na etapa de inventário, e considerando somente os aproveitamentos com status de aceito, eixo disponível, outorgado e registro ativo, foi possível chegar ao quadro abaixo:

TABELA 9 POTENCIAL NÃO INSTALADO

STATUS	UHE	UHE-REV	PCH	PCH-REV
ACEITO	13.954,76	0	7.136,05	4,15
EIXO DISPONÍVEL	32.240,36	1.087,00	5.236,28	0
OUTORGADO	1.280,00	12.774,20	361,38	387,57
REGISTRO ATIVO	22.019,06	1.087,00	1.369,53	0
TOTAL	69.494,18	14.948,20	14.103,23	391,72
	84.442 MW		14.495 MW	

Fonte: Relatório de Acompanhamento de projetos ANEEL Agosto 2014

Desse total de 98.937 MW de projetos hidrelétricos ainda não instalados, 15% são de projetos de PCH's, totalizando 14.495MW e 1690 empreendimentos distribuídos pelo território brasileiro. Existem ainda 242 estudos de inventário com o status de aceito ou com o registro ativo.

TABELA 10 RESUMO OFICIAL DE ACOMPANHAMENTO DE ESTUDOS E PROJETOS

Contagem por Status e Tipo	
INV	242
ACEITO	199
REGISTRO ATIVO	43
PCH	1658
ACEITO	675
EIXO	
DISPONÍVEL	825
REGISTRO ATIVO	137
OUTORGADO	21
PCH-REV	32
ACEITO	2
OUTORGADO	30
UHE	264
ACEITO	47
EIXO	
DISPONÍVEL	160
REGISTRO ATIVO	48
OUTORGADO	9
UHE-REV	9
EIXO	
DISPONÍVEL	1
REGISTRO ATIVO	1
OUTORGADO	7
Total Geral	2205

Fonte: ANEEL, Informações Técnicas Agosto de 2014.

Considerando um cenário fictício de utilização de todo o potencial inventariado de PCH's ser realmente viável, serão 14500MW, o que é aproximadamente a potência total gerada pela usina de Itaipu. Com isso vemos na realidade que existe uma real potência significativa a ser explorada. Segundo dados do Boletim de Operação das Usinas, disponibilizado pela CCEE no dia 07/08/2014 com a contabilização de junho de 2014, a geração hidráulica foi de 39.032 MW médios, correspondendo a 65,7% do total brasileiro. Ou seja, esse incremento de PCH's seria de considerável relevância se estivesse ativo. Pensando agora no grande número de aproveitamentos disponíveis e com o aumento da demanda de energia em meio a escassez hídrica, esse potencial de grande impacto positivo ao ambiente deveria ser tratado mais urgência.

Como sugestões para uma maior agregação das PCH's no mercado nacional, algumas propostas podem ser analisadas:

- Aumento limite das PCH's para 50MW. (Fonte: Amaral, Talis. *Alteração de limite de Potência de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Uma Avaliação de Impactos na Matriz Energética Brasileira* – Rio de Janeiro, Escola Politécnica/UFRJ, 2010.
- PCH's apresentam um cronograma físico-financeiro menor e mais econômico do que as UHE's, sendo assim, menores riscos financeiros associados.
- Como sugestão para uma maior agregação das PCH's, poderia citar uma mudança no financiamento por parte do BNDES. Comparando-se empreendimentos Hidráulicos de geração de energia com empreendimentos Eólicos por exemplo, observamos incentivos do governo para a fabricação de turbinas eólicas aqui no país o que não acontece para as turbinas hidráulicas.
- As PCH's perderam espaço nos últimos leilões ocorridos, pois apresentaram preços mais altos e menos competitivos comparados com os empreendimentos eólicos. Como solução para uma maior concorrência das PCH's, seria a reformulação dos leilões, separando por tipo de empreendimento. Nesse caso leilões de energia só para PCH's.
- O licenciamento ambiental para implantação de PCH's é um processo mais ágil e menos burocrático do que para as UHE's, mesmo assim há casos que podem demorar até uma década. Uma solução seria uma maior agilidade por parte dos órgãos licenciadores, para a redução dos prazos.

10- ESTUDO DE CASO

A atual situação é que mesmo após 10 anos de agregação de novas PCH's, praticamente o triplo de usinas (eram de 81 usinas em 2004 e 303 usinas em 2014), o padrão de desempenho não teve grandes alterações. Observamos na figura 4, que o percentual de desempenho das usinas hidrelétricas era de 55% e passou para 54% com (EG/GF < 90%). Para (EG/GF < 80%) o percentual total da quantidade de usinas hidrelétricas, subiu 1% (40% para 41%).

Evolução do Desempenho com agregação de Novas Usinas ao longo do Período 2004-2014

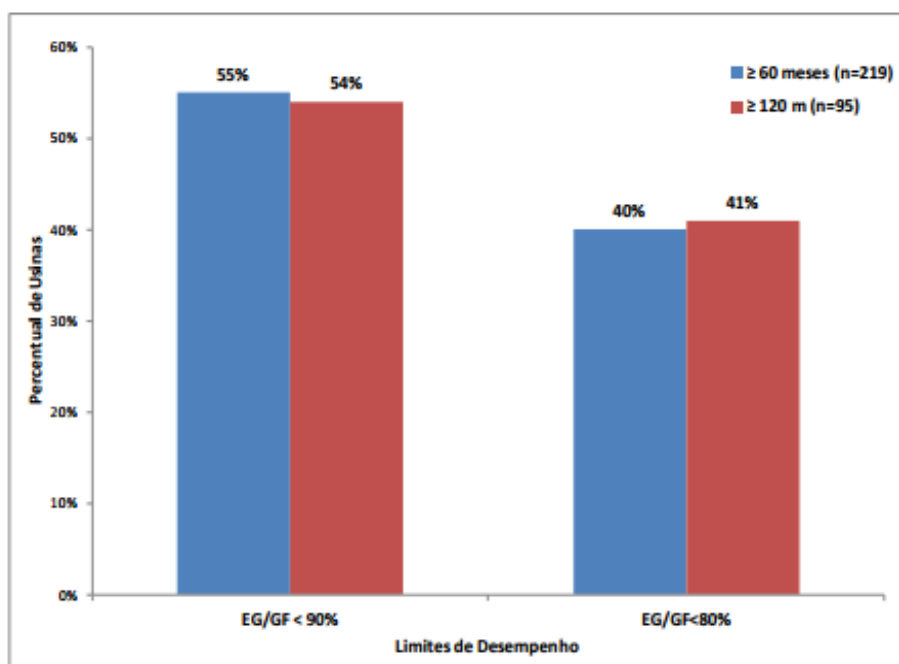


Figura 13 Evolução do Desempenho com agregação de Novas Usinas ao longo do Período.

Fonte: Adaptação ANEEL outubro de 2014.

Legenda:

EG/GF: Porcentual de Energia Gerada pela Energia Física Garantida

Esse pequeno desempenho é de fato evidenciado e caracterizado por alguns pontos observados e apresentados na Proposta de Simplificação de Projetos Básicos de PCH's realizado em 14 de outubro de 2014 pela ANEEL.

Dentre eles estão:

- 1) Responsabilidade técnica na realização do projeto básico (Geológica Cartografia, Hidrografia, etc.);
- 2) Aderência ao inventário técnico aprovado;
- 3) Interferência com outro aproveitamento hidrelétrico;
- 4) Coerência da garantia física com as usinas da mesma bacia hidrográfica;
- 5) Parâmetros definidores da garantia física declarados pelo agente;

A classificação quanto aos problemas encontrados acima pode ser classificada na seguinte tabela abaixo:

TABELA 10 CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO TIPO DE PROBLEMA

Tipo de Problema	Erro Humano	Previsto	Quanto afeta o Empreendimento (%)
1) Falta Responsabilidade técnica na realização do projeto básico	S	T	(40 a 60) %
2) Menor Aderência ao inventário técnico aprovado	S	T	(10 a 20) %
3) Maior Interferência com outro aproveitamento hidrelétrico;	T	S	(10 a 20) %
4) Menor Coerência da garantia física com as usinas da mesma bacia hidrográfica;	S	S	(10 a 20) %
5) Menos Parâmetros definidores da garantia física declarados pelo agente	S	T	(30 a 40) %

Fonte: Elaborado pelo Autor

Legenda:
S - sim
N - Não
T - Talvez

11 – CONCLUSÃO

O setor elétrico brasileiro é peculiar, devido aos recursos hídricos de que o país dispõe. As PCH's apresentam uma grande importância em termos regionais e possuem um número de unidades bem significativo no cenário nacional como foi apresentado anteriormente no capítulo 5.4. Atualmente, as PCH's perderam espaço no mercado de energia para os geradores eólicos, pois o custo da energia eólica, reduziu significativamente comparado aos empreendimentos hidráulicos. Além deste fator, o país vivencia uma grave crise hídrica em grande parte de seu território, a escassez de chuvas e de águas subterrâneas em grande parte dos lençóis freáticos, que abastecem os rios, reduziu o volume dos reservatórios das UHE's e de algumas PCH's, principalmente nas regiões Sudeste, Centro-oeste e Nordeste, o que agrava ainda mais o incentivo a esse tipo de investimento.

Para a mitigação dos riscos e incentivos ao investimento no setor Hidrelétrico, observamos os leilões de energia no Brasil. Em 27 de fevereiro de 2007, o decreto nº 6048 substituiu o decreto nº 5163, de 30 de Julho de 2004, o qual se refere aos Leilões de Fontes Alternativas (Eólicas, Biomassa e Energia proveniente das PCH's). Os anos seguintes 2008, 2009 e 2010 representaram um bom momento para a implantação das PCH's, pois nos leilões de energia, o preço era mais barato e competitivo com relação as outras fontes alternativas de energia.

Hoje o Brasil encontra-se em crise econômica grave, aumento do preço da energia elétrica, redução do poder de compra dos consumidores, recessão econômica e aumento da inflação, com tendência de chegar ao final de 2015 com a maior recessão em 10 anos. Esta crise afeta diretamente as contas do governo e os incentivos futuros aos empreendimentos hidrelétricos em geral, por parte dos financiamentos do BNDES.

Como perspectivas futuras de melhoria ao setor hidrelétrico, podemos citar a entrevista do presidente da EPE. Maurício Tolmasquim, afirmou ao Estado de S. Paulo em 05/02/2013, que o governo federal pretende licitar 21,42 mil MW de novas usinas hidrelétricas até 2017. "Entre 2013 e 2017, os novos projetos hidrelétricos demandarão quase R\$ 80 bilhões em investimentos". Ou seja, o foco brasileiro sempre foram os

empreendimentos hidrelétricos, logo os interessados devem estar prontos para investir, tanto economicamente, quanto tecnicamente.

A viabilidade econômica de uma PCH depende, principalmente, do preço de venda da energia e dos investimentos realizados por MWh gerado. Atualmente o mercado não está muito atrativo (ver capítulo 5.3) para o investimento, mas essa situação pode mudar a qualquer momento. A energia que se deixa de gerar é teoricamente tão cara quanto a que se gera. Todos têm interesse em aumentar a oferta de energia.

No capítulo 9, é apresentado o grande potencial da matriz hidrelétrica que ainda não foi explorado e a quantidades de projetos outorgados. Essa visão esta bem fundamentada com o estudo de caso no capítulo 10, que representa a Evolução do Desempenho com agregação de Novas Usinas ao longo do Período 2004 a 2014.

Ao longo de 10 anos os empreendimentos Hidrelétricos triplicaram, mas a tecnologia e a gestão dos recursos, pouco avançou quanto ao % *EG/GF*, (*Porcentual de Energia Gerada pela Energia Física Garantida*), ou seja, construiu-se uma grande quantidade de usinas que não aproveitam ao máximo a essa relação, (queda de 10%) devido a fatores como: A falta Responsabilidade técnica na realização do projeto básico (Cartografia, Hidrografia, etc.); menor aderência ao inventário técnico aprovado; maior interferência com outro aproveitamento hidrelétrico; falta de coerência da garantia física com as usinas da mesma bacia hidrográfica; falta de parâmetros definidores da garantia física declarados pelo agente.

Então como recomendações, sugiro uma ampliação quanto ao estudo da eficiência dessas PCH's e uma melhor gestão, controle e fiscalização desses projetos (Projetos Básicos, Projeto hidráulico, Projeto Executivo etc.), para que essa importante fonte de energia renovável continue a ser bem explorada.

ANEXOS

CRONOLOGIA DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Fonte: Elaborado pelo Autor

- **1879** - D. Pedro II concedeu a Thomas Alva Edison o privilégio de introduzir no país aparelhos e processos de sua invenção destinados à utilização da eletricidade na iluminação pública. Foi inaugurada, na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Estrada de Ferro Central do Brasil, a primeira instalação de iluminação elétrica permanente.
- **1883** - Entrou em operação a primeira usina hidrelétrica no país, localizada no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, na cidade de Diamantina D. Pedro II inaugurou na cidade de Campos, o primeiro serviço público municipal de iluminação elétrica do Brasil e da América do Sul.
- **1889** - Entrou em operação a primeira hidrelétrica de maior porte do Brasil, Marmelos-Zero da Companhia Mineira de Eletricidade, pertencente ao industrial Bernardo Mascarenhas.
- Criada em 7 de abril de 1899, a São Paulo Railway, Light and Power Empresa Cliente Ltd - SP RAILWAY (canadense).
- **1903** - Aprovado pelo Congresso Nacional, o primeiro texto de lei disciplinando o uso de energia elétrica no país.
- **1904** - Criada a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Empresa Cliente - RJ TRAMWAY.
- **1912** – Unificação da Light SP e Light RJ.
- **1927** - AMFORP iniciou suas atividades no país adquirindo o controle de dezenas de concessionárias que atuavam no interior de São Paulo.
- **1934** - Promulgação do Código de Águas, assegurando ao poder público a possibilidade de controlar as concessionárias de energia elétrica.
- O presidente Getúlio Vargas criou o Conselho Nacional de Águas e Energia CNAE para sanear os problemas de suprimento, regulamentação e tarifa referentes à indústria de energia elétrica do país.

- **1941** - Regulamentado o "custo histórico" para efeito do cálculo das tarifas de energia elétrica, fixando a taxa de remuneração dos investidores em 10 %.
- **1945** – Criada, no Rio de Janeiro, a primeira empresa de eletricidade de âmbito federal, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF.
- **1952** - Criado o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDE para atuar nas áreas de energia e transporte.
- **1954** - Entra em operação a primeira grande hidrelétrica construída no rio São Francisco, a Usina Hidrelétrica Paulo Afonso I (Chesf).
- **1956** - Criação da Escelsa.
- **1957** – Criação de Furnas com o objetivo expresso de aproveitar o potencial hidrelétrico do rio Grande para solucionar a crise de energia na Região Sudeste.
- **1960** - Criado o Ministério das Minas e Energia – MME
- **1961/1962** - Criada a Eletrobrás para coordenar o setor de energia elétrica brasileiro
- **1965** - Criado o Departamento Nacional de Águas e Energia, encarregado da regulamentação dos serviços de energia elétrica no país (DNAEE).
- **1968** - Criada a - ELETROSUL na qualidade de empresa subsidiária da Eletrobrás.
- **1973** - Criadas ELETRONORTE, Itaipu Binacional – ITAIPU, NUCLEBRÁS e o CEPEL.
- Estatização e finalização dos grandes empreendimentos
- **1979** - Depois de oitenta anos sob o controle estrangeiro, foi nacionalizada a Light Serviços de Eletricidade S.A.
- **1984** - Entrou em operação a Usina Hidrelétrica Tucuruí, da Eletronorte, primeira hidrelétrica de grande porte construída na Amazônia.
- Concluída a primeira parte do sistema de transmissão Norte-Nordeste, permitindo a transferência de energia da bacia amazônica para a região Nordeste.
- Entrou em operação a Usina Hidrelétrica Itaipu, maior hidrelétrica do mundo com 12.600 MW de capacidade instalada.
- **1986** - Entrou em operação o sistema de transmissão Sul-Sudeste, o mais extenso da América do Sul, transportando energia elétrica da Usina Hidrelétrica Itaipu até a região Sudeste.

- **1990** – O Presidente Fernando Collor de Mello sancionou a Lei n.º 8.031 criando o Programa Nacional de Desestatização – PND.
- **1992** - A reforma do setor elétrico brasileiro (RESEB) iniciou-se através de um processo de privatizações de empresas federais, com a inclusão das empresas do Grupo Eletrobrás no Programa Nacional de Desestatização (PND).
- **1995** – Realizado o leilão de privatização da Escelsa, inaugurando nova fase do setor de energia elétrica brasileiro.
- **1997** - Constituído o novo órgão regulador do setor de energia elétrica (ANEEL).
- **2000** - O Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE foi regulamentado, consolidando a distinção entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. E depois substituído pela CCEE em 2004 após sua falência.
- Foram estabelecidas as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, para substituir o Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI.
- Lançamento do Programa Prioritário de Termelétricas visando a implantação no país de diversas usinas a gás natural.
- Entrou em operação a usina hidrelétrica Itá (construída pela Gerasul, em consórcio formado por Odebrecht Química, CSN e Cimentos Itambé).
- Foi instituído pela Lei nº 9.478, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com a atribuição de formular e propor as diretrizes da política energética nacional.
- **2001** - Nesse ano, o Brasil vivenciou sua maior crise de energia elétrica, acentuada pelas condições hidrológicas extremamente desfavoráveis verificadas nas regiões Sudeste e Nordeste. Com a gravidade da situação, o governo federal criou, em maio, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), com o objetivo de "propor e programar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica". Em junho, foi implantado o programa de racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e, em agosto, em parte da região Norte. Ainda no âmbito da crise de energia elétrica, no mês de agosto, o governo criou a empresa

Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) para realizar a contratação das térmicas emergenciais. Entrou em operação, em agosto, a Usina Termelétrica Eletrobold (RJ) incluída no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). A usina foi construída pela Sociedade Fluminense de Energia (SFE), controlada grupo norte-americano Enron, sendo equipada com oito grupos de geradores a gás natural e totalizando 380 MW de capacidade instalada. Entrou em operação, em novembro, a Usina Termelétrica Macaé Merchant, no município de Macaé (RJ), também incluída no PPT. A usina foi construída pela empresa norte-americana El Paso Energy, tendo sido projetada para operar com vinte turbinas a gás natural, com capacidade total de 928 MW. Entrou em operação, em dezembro, a primeira unidade da Usina Hidrelétrica Lajeado, na divisa dos municípios de Miracema do Tocantins e Palmas (TO). Construída pela Investco, consórcio liderado pelas empresas Rede Lajeado Energia, do Grupo Rede, e EDP Brasil, controlada pela Eletricidade de Portugal (EDP), a usina foi projetada para operar com cinco unidades geradoras, com capacidade total de 900 MW.

- **2002** - Entrou em operação, em fevereiro, a Usina Hidrelétrica Machadinho, na divisa dos municípios de Maximiliano de Almeida (RS) e Piratuba (SC). Foi construída por consórcio formado pela Gerasul, Celesc, CEEE, Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas e grandes empresas privadas consumidoras de energia, como a Alcoa Alumínio, a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), a Valesul Alumínio, a Companhia de Cimentos Portland Rio Branco e a Camargo Corrêa Cimentos. Em julho, entrou em operação a terceira e última unidade geradora da usina, perfazendo o total de 1.140 MW. Em fevereiro, terminou o racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Entrou em operação, em maio, a Usina Hidrelétrica Cana Brava, na divisados municípios de Cavalcanti e Minaçu (GO), com capacidade de geração de 450 MW, alcançada quatro meses após a inauguração. A Companhia Energética Meridional (CEM), empresa constituída pela Tractebel, é a empresa responsável pela construção e operação da usina, e do sistema de transmissão associado. Em junho, foi extinta a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), substituída pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE), vinculada ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A CGSE foi encarregada de propor ao CNPE diretrizes para a elaboração da política do setor

de energia elétrica, além de gerenciar o Programa Estratégico Emergencial para o aumento da oferta de energia.

- **2003** - O Governo Federal lançou em novembro o programa LUZ PARA TODOS, objetivando levar, até 2008, energia elétrica aos 12 milhões de brasileiros que não têm acesso ao serviço. Deste total, 10 milhões estão na área rural. A gestão do programa será compartilhada entre estados, municípios, agentes do setor elétrico e comunidades. Entrou em operação comercial em novembro a 15ª unidade geradora hidráulica da Usina Hidrelétrica Tucuruí. É a terceira máquina da segunda etapa, que irá acrescentar mais 375 MW de potência à usina. As obras ampliaram a capacidade de geração, de 4.245 MW para 8.370 MW, possibilitando o atendimento a mais de 40 milhões de pessoas. Tucuruí passará a ser a maior hidrelétrica nacional.
- **2004** - Em janeiro foi inaugurada a *PCH Padre Carlos*, em Poços de Caldas (MG). A usina tem capacidade para gerar 7,8 MW e é um reforço no atendimento aos 52 mil consumidores da área de concessão do Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas e integra um conjunto de cinco pequenas centrais hidrelétricas já em operação na área. O novo modelo do setor elétrico foi aprovado com a promulgação, em março, das Leis nº 10.847 e nº 10.848, que definiram as regras de comercialização de energia elétrica e criaram a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a função de subsidiar o planejamento técnico, econômico e sócio ambiental dos empreendimentos de energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e fontes energéticas renováveis. O novo modelo definiu a oferta de menor tarifa como critério para participação nas licitações de empreendimentos, estabeleceu contratos de venda de energia de longo prazo e condicionou a licitação dos projetos de geração às licenças ambientais prévias. No âmbito desta nova legislação, foram criados a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e o Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico (CGISE), a Eletrobrás e suas controladas foram retiradas do Programa Nacional de Desestatização (PND) e a Eletrosul foi autorizada a retomar a atividade de geração. A empresa mudou sua denominação para Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

- **2005** - Em janeiro, foi inaugurada em Veranópolis (RS) a Usina Hidrelétrica Monte Claro, com capacidade para gerar 130 MW. A usina integra, junto com as usinas 14 de Julho e Castro Alves, o Complexo Energético do Rio das Antas, na região Nordeste do estado. A obra é um dos empreendimentos de geração com entrada em operação prevista para este ano, sendo 11 hidrelétricas e uma térmica. Com 2.995 MW de capacidade instalada, esse conjunto de usinas vai aumentar em 4,4% a capacidade instalada de geração no país. A Eletrobrás e a Korea Electric Power Corporation (Kepco), da Coreia do Sul, assinaram Protocolo de Intenção para cooperação e formação de parcerias para investimentos conjuntos em projetos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil e na América Latina. A Kepco é uma empresa estatal sul-coreana com atividades similares às da Eletrobrás. O protocolo prevê a avaliação do uso de todas as opções disponíveis de combustível, incluindo carvão, outros combustíveis fósseis, energia renovável e, eventualmente, energia nuclear.
- **2006** - O ano é marcado pela realização de cinco leilões de energia pela CCEE, nas modalidades de ajuste, energia nova e energia existente, consolidando esta forma de contratação de energia. CCEE implanta infraestrutura para a realização dos leilões via internet. No Ambiente de Contratação Livre (ACL), o número de consumidores livres associados à CCEE cresce 24%. No mês de junho, Élbria Melo toma posse no Conselho de Administração da CCEE, em substituição a Antônio Soares Diniz. Em agosto, a CCEE renova sua identidade visual e lança um novo website. Acesso ao SCDE passa a estar disponível via internet.
- **2007**- Neste ano, os oito leilões de energia realizados pela CCEE movimentaram um total de R\$ 108,8 bilhões. Destaque para o leilão do Rio Madeira, com contratos de R\$ 29,9 bilhões, relativos a 1.552,60 MW médios a partir de janeiro de 2016. CCEE passa a ter, entre suas atribuições, a responsabilidade de apurar e liquidar mensalmente os termos de cessão decorrentes do MCS-D. Aneel homologa 19 novos Procedimentos de Comercialização elaborados pela CCEE com o objetivo de aperfeiçoar processos e introduzir mudanças em operações e sistemas. CCEE firma com o ONS acordo operacional estabelecendo diretrizes e regras de relacionamento entre as instituições. Aneel publica a Resolução Normativa nº 266/2007 estabelecendo critérios para aplicação do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA), e a CCEE especifica o Sistema de Apuração de Indisponibilidades.

- **2008** - Início das operações com energia de reserva, com o primeiro leilão de energia de biomassa. Com isso, o abastecimento de energia à sociedade brasileira foi reforçado, tornando-se mais seguro. CCEE realiza a implantação da nova sistemática de Garantias Financeiras. Em abril, Luciano Macedo Freire toma posse como membro do Conselho de Administração em substituição a José Bonifácio de Souza Amaral Filho.
- **2009** - O mercado de comercialização de energia completa *dez anos* de existência. A CCEE se consolida como ente fundamental para a segurança operacional e a credibilidade do mercado brasileiro. Número de associados à CCEE supera a barreira dos 1.000 *agentes*. CCEE realiza em janeiro a primeira liquidação financeira *sob as* regras da nova sistemática de garantias financeiras. É realizado o 1º leilão de energia dedicado exclusivamente para usinas eólicas, fato importante para ampliar a participação de fontes *alternativas* na matriz energética do país. CCEE passa a gerenciar a Conta de Energia de Reserva (Coner), passando a atuar como centralizadora contratual das partes dos Leilões *de Energia* de Reserva, como representante dos usuários dessa energia. CCEE obtém o índice de 95% de automação do processo de coleta de dados dos pontos de medição existentes no país.
- **2010** - Maior contratação de energia oriunda de fontes alternativas já realizada via leilões no País: 89 usinas, 2.892 megawatts de potência. Pela primeira vez a CCEE realiza dois leilões simultaneamente: o 3º leilão de energia de reserva e o 2º leilão de fontes alternativas, em agosto. Mudança na sistemática de leilões permite que participantes façam lances para diferentes fontes, ao mesmo tempo. Inovação aplicada em agosto. É realizado o 11º leilão de energia nova (A-5) bate recorde de menor preço médio já praticado: R\$ 67,31 o MWh. Rondônia e Acre começam a participar das operações no mercado de curto prazo, promovendo a expansão da CCEE. A CCEE passa a integrar o corpo diretivo da Association of Power Exchanges (Apex), entidade internacional que reúne operadores de mercado de energia do mundo todo.
- **2011** - Luiz Eduardo Barata Ferreira é eleito, em maio, presidente do Conselho de Administração da CCEE, em substituição a Antônio Carlos Fraga Machado, mantendo-se também como superintendente da instituição. Ricardo Lima toma posse em maio no Conselho de Administração da CCEE, em substituição a Élbria

Melo. CCEE implanta nova sistemática para os leilões de ajuste. Como resultado, os preços de energia na 10ª disputa desta modalidade caem e o volume de energia transacionada registra novo recorde: 158 MW médios. Novo marco na evolução do mercado brasileiro de energia: o número de consumidores livres e especiais associados à CCEE supera a casa dos 1.000 agentes. Realização do evento internacional Apex Conference, em outubro, no Rio de Janeiro, fruto da parceria entre Association of Power Exchanges (Apex) e CCEE, com 123 empresas participantes.

- **2012** - A CCEE promove, em 14/12, o leilão de energia A-5, que resultou na contratação de 574,3 MW a um preço médio de R\$91,25/MWh. O certame viabilizou a hidrelétrica Cachoeira Caldeirão e dez parques eólicos. O gerente de Arquitetura de Sistemas da CCEE, Dario Almeida, recebe da revista Informática Hoje o prêmio Profissional do Ano em Tecnologia da Informação devido ao trabalho no desenvolvimento do Cliq CCEE. Em 22/11, a CCEE apresenta o White Paper “Construindo um mercado inteligente de energia no Brasil”. O documento, fruto de parceria com as europeias Epex Spot e ECC, propõe um mercado livre mais maduro e eficiente. Em 29 de outubro entra em operação o novo sistema de contabilização e liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, o CliqCCEE. “O CliqCCEE vem para atender as necessidades atuais e futuras do mercado, acompanhando sua evolução. Sem essa plataforma, seria impossível operacionalizar as novas demandas do setor elétrico”, observa Luciano Freire, conselheiro da CCEE que responde pela área de Tecnologia de Mercado. Agentes ganham portal inteiramente dedicado à capacitação e treinamentos à distância. A ferramenta de ensino e aprendizagem permite acesso manuais, apostilas, vídeos, apresentações audiovisuais, além de possibilitar inscrições em cursos online e presenciais. O boletim InfoLiquidez é lançado em julho e passa a divulgar índices de rotatividade e de liquidez relativa do mercado de energia elétrica. Em dezembro do mesmo ano também foi lançado o InfoLeilão, que traz a análise dos resultados dos leilões, além de panorama histórico. CCEE ultrapassa marca de 2 mil agentes associados e contabiliza fluxo médio de 60 adesões ao mês entre abril e julho de 2012. Em julho, os associados passam a receber o PLD no celular simultaneamente à publicação no site da CCEE, o que contribui para a tomada de decisão em seus negócios. Lançado em junho, o atual site institucional, desenvolvido com objetivo de consolidar-se como o principal canal de comunicação entre a CCEE e os agentes

e com o público em geral. Realizado 1º Curso sobre o Setor Elétrico Brasileiro para a Magistratura, em parceria com a Escola Nacional da Magistratura – ENM, associada à Associação dos Magistrados Brasileiros – AMB, em maio, em Brasília. Lançamento em abril do Selo Solar em parceria com o Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina - Ideal, com o intuito de incentivar projetos de geração solar fotovoltaica (com uso de energia renovável do sol) no Brasil. Realização do 1º Curso sobre Comercialização de Energia Elétrica para jornalistas, com edições em São Paulo, em janeiro, e em Brasília, em março. CCEE é finalista do Latin American Counsel Awards 2012, promovido pela Association of Corporate Counsel, organização mundial que congrega profissionais do Direito que atuam nos departamentos jurídicos de empresas, associações e outras organizações do setor privado internacional. Concluída implantação, em fevereiro, da nova estrutura de gestão da Câmara de Comercialização, focada em desenvolvimento estratégico, organização por processos, orientação a resultados, flexibilidade para inclusão de atribuições futuras e na transformação da TI em área de negócio.

- **2013** - Foi realizado, pelo MME, o 5º LER com entrega de produto em 2015 e o 15º LEN (A-5), que, no entanto, não apresentará contribuições o horizonte 2013/2017, pois os produtos deverão ser entregues apenas a partir de 2018.

REFERÊNCIAS

Araújo, J. L. R. H. de. Regulação de monopólios e mercados: questões básicas. In: Araújo, J. L. R. H. de; Oliveira, A. *Diálogos da energia*. Rio de Janeiro: Viveiros de Castro, 2005.

Amaral, Thalís. *Alteração de limite de Potência de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Uma Avaliação de Impactos na Matriz Energética Brasileira* – Rio de Janeiro, Escola Politécnica/UFRJ, 2010.

A história das barragens no Brasil, Séculos XIX, XX e XXI: cinquenta anos do Comitê Brasileiro de Barragens / [coordenador, supervisor, Flavio Miguez de Mello ; editor, Corrado Piasentin]. - Rio de Janeiro: CBDB, 2011.

Brasil. Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, 30.7.2010, p. 1. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm. Acesso em: 8.2.2010.

EPE/ONS. Projeção da demanda de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. *Nota Técnica DEA*, n. 03/10, e *ONS*, n. 010/2010, fev. 2010.

Estache, Antonio *et al.* Infrastructure reform in developing countries: evidence from a survey of economic performance measures. In: Coelli, Tim; Lawrence, Denis (eds.). *Performance measurement and regulation of network utilities*. Cheltenham, UK: Edward Elgar, 2006.

Helm, D.; Jenkinson, T. Introducing competition into regulated industries. In: Helm, D.; Jenkinson, T. *Competition in regulated industries*. Oxford: Oxford University Press, 1998.

Kahan, Alfred E. *Deregulation: micromanaging the entry and survival of competitors*. Washington, D.C: Edison Electric Institute, fev. 1998.

Lei 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, 16.3.2004, p. 1. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm. Acesso em: 8.2.2010.

Lei 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, 16.3.2004, p. 2. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm. Acesso em: 8.2.2010.

Livro texto de impactos ambientais “Avaliação de Impacto Ambiental” “conceitos básicos” Luiz Henrique Sánchez

Newbery, David M. *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. Londres: MIT Press, 2000.

O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de *project finance*. *BNDES Setorial*, n. 29, p.3-36, mar. 2009.

Pinto Jr., H. Q.; Pires, M. *Assimetrias de informação e problemas regulatórios*. Rio de Janeiro: Séries ANP, n. 1, p. 183-203, 2001.

PSR Market Report, edição 37, janeiro de 2010.

Sauer, Ildo *et al.* Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. In: Sauer, Ildo *et al.* (orgs.). *A reconstrução do setor elétrico brasileiro*. São Paulo: Paz e Terra, 2003.

Siffert, Nelson *et al.* *Relatório do Grupo de Trabalho de Energia Elétrica. Sistema de Planejamento Integrado para o Desenvolvimento (SPID)*. Rio de Janeiro: BNDES, 2005, mimeo.

Tinsley, Richard. *Advanced project finance: structuring risk*. Londres: Euromoney Publications, 2000.

Trebing, Harry M. Analyzing public utilities as infrastructure in a holistic setting – The new challenge for public policy. In: Sichel, Werner; Alexander, Donald L. (eds.) *Networks, infrastructure and the new task for regulation*. Boston: The University of Michigan Press, p. 61-71, 1996.

Viscusi, W. Kip *et al.* *Economics of regulation and antitrust*. Cambridge, MA: MIT Press, 1995.

Williamson, Oliver E. *Mechanisms of governance*. Nova York: New York Press, 1996.

SITES

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/liv_perspectivas/07_Perspectivas_do_Investimento_2010_13_SETOR_ELETRICO.pdf

<http://www.defesanet.com.br/tecnologia/noticia/10499/Eolicas----Geram-73-por-cento-mais-energia-em-um-ano-no-Brasil/>

http://www.memoria.eletronbras.com/hist_regulamentacao.asp

http://pt.wikipedia.org/wiki/Linha_4_do_Metr%C3%B4_de_S%C3%A3o_Paulo

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_2.htm

http://www.confed.org.br/media/Livro_Setor_Eletrico.pdf