UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

EMILIO MURCIA NETO

**CONTRATOS POR DISPONIBILIDADE DE USINAS
TERMELÉTRICAS: UMA ANÁLISE DOS RESULTADOS
ECONÔMICOS DE OPERAÇÃO**

SÃO PAULO
2016

EMILIO MURCIA NETO

**CONTRATOS POR DISPONIBILIDADE DE USINAS TERMELÉTRICAS:
UMA ANÁLISE DOS RESULTADOS ECONÔMICOS DE OPERAÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientadora: Profa. Dra. Virginia Parente

Versão Corrigida

**SÃO PAULO
2016**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Murcia Neto, Emilio.

Contratos por Disponibilidade de Usinas Termelétricas: uma Análise dos Resultados Econômicos de Operação. / Emilio Murcia Neto; orientadora: Virginia Parente. – São Paulo, 2016.

129 f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia)
EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

DEDICATÓRIA

**À minha família, que me ama e proporciona a educação.
À minha orientadora, que me apoiou em todos os momentos do trabalho.**

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todas as pessoas do meu convívio que acreditaram, me apoiaram e de alguma forma contribuíram com minha longa jornada acadêmica.

Aos meus pais Lúcia e Emilio e à minha madrinha Stella, pelo amor incondicional e pela paciência. Por terem feito o possível e o impossível para me oferecerem a oportunidade de estudar, respeitando, acreditando em minhas decisões e nunca deixando que as dificuldades acabassem com os meus sonhos. A vocês, serei eternamente grato.

Ao meu irmão Carlos, que mesmo inconscientemente me incentivou a correr atrás dos meus objetivos, sendo, além de irmão, um grande amigo. Agradeço de coração.

Aos amigos da vida e do mestrado, pelas ótimas histórias vividas, pela amizade e por ajudarem a tornar a vida, dentro e fora da academia, muito mais divertida.

A todos os professores e colegas, que direta ou indiretamente contribuíram na construção deste trabalho.

À minha orientadora Virginia, pelo empenho, paciência e por acreditar em mim. Obrigado por tudo.

RESUMO

MURCIA NETO, Emilio. *Contratos por disponibilidade de usinas termelétricas: uma análise dos resultados econômicos de operação*. 2016. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo.

Esta dissertação busca analisar a eficiência econômica da forma de classificação das usinas geradoras nos leilões de contratação de energia elétrica por disponibilidade. Historicamente, o Brasil tem apresentado uma matriz de geração de energia elétrica predominantemente hídrica, que, embora mais econômica do que as matrizes de geração prevalentemente térmicas, pode resultar em déficits de geração em períodos de escassez hidrológica. O ano de 2001 evidenciou tal perigo. Nele, uma série de baixas afluências hidrológicas, sem o prévio incremento adequado do parque gerador, resultou no Programa de Redução do Consumo e, através desse, num decréscimo de 20% na demanda por energia elétrica à época, acentuando a preocupação pela incorporação de empreendimentos termelétricos para diversificar a matriz de geração do País. Entre as modificações realizadas, destaca-se a alteração da estrutura de comercialização de energia elétrica no Brasil visando a favorecer à expansão da oferta termelétrica, concebendo-se a modalidade de *contratação por disponibilidade*. Tal modalidade transfere o risco da *operação* e do *preço* do combustível dos ombros do gerador para os do consumidor. Contudo, fez-se necessário, para viabilizar tal modalidade de contratação, o uso de ferramental diferenciado para classificação dessa nova oferta de energia nos leilões, e a ferramenta adotada foi o Índice de Custo Benefício (ICB). Nesse contexto, o objetivo deste trabalho é analisar os resultados econômicos decorrentes do uso do ICB na contratação de usinas termelétricas por disponibilidade, verificando se ele se mostrou ou não adequado a tal fim. Para isso, analisam-se os resultados dos leilões para a contratação da energia de novos empreendimentos, destacando a participação de cada fonte energia e os valores financeiros exercidos por meio dos preços, das receitas fixas e dos respectivos ICBs. Além disso, é feita uma análise das operações das usinas termelétricas após a contratação. Dessa forma, são utilizados os anos operativos de 2014 e 2015, nos quais foi registrada uma profunda escassez hidrológica, como base na comparação de cenários de geração de energia elétrica com diferentes participações entre empreendimentos termelétricos a *óleos derivados do petróleo* e a *gás natural*. Os cenários utilizados são quatro: dois com composição real entre as dessas duas fontes termelétricas (óleos derivados do petróleo e a gás natural) para os anos de 2014 e 2015; e dois simulados, com 100% da geração termelétrica sendo realizada apenas a gás natural para os mesmos anos. Os resultados financeiros encontrados indicam que a potencial economia no custo da energia elétrica gerada no cenário simulado comparado ao cenário real seria da ordem de 6 bilhões de reais nos anos de 2014 e 2015. Assim, considerando as 59 usinas que integraram o universo da análise, o resultado que indica ineficiência no uso ICB, o qual apontou vantagem econômica de certos empreendimentos no momento de suas contratações que não se concretizaram nos cenários testados de baixa hidrologia. Ademais, fica clara a necessidade de aprimorar a metodologia de classificação de empreendimentos de geração de modo que tal metodologia leve em conta os efeitos de eventuais anos de baixa hidrologia, buscando tornar a contratação de energia elétrica no Brasil mais econômica e mais aderente à volatilidade hidrológica do País.

Palavras-chave: Energia Elétrica, Matriz Energética, Planejamento Energético, Contrato por Disponibilidade, Índice de Custo Benefício, Gás Natural, Óleos Combustíveis.

ABSTRACT

MURCIA NETO, Emilio. *Availability contracts for thermal power plants: an analysis of operational economic results*. 2016. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy, University of São Paulo, São Paulo.

This thesis seeks to analyze the economic efficiency of the classification method for power plants in power availability contracts. Historically Brazil has presented a predominantly hydroelectric power generation matrix, which, though more economical than predominantly thermal generation matrix, can result in the generation deficits in hydrological scarcity periods. The year 2001 showed such danger. In it a number of low hydrological inflows, without adequate prior increase in generating capacity, resulted in rationing of 20% in demand for electricity at the time, stressing the concern by incorporating thermal power projects to diversify the country generation matrix. Among the changes made, it altered the electricity market structure in Brazil in order to favor the expansion of the thermoelectric supply, creating the availability contracts modality. This mode transfers the risk of the operation and the price of fuel from generator to the consumer. However, it was necessary to enable this type of contract, the use of different tools for classification in the auctions, and the tool adopted was the Cost Benefit Index (CBI). The objective of this study is to analyze the economic results from the use of CBI in hiring thermoelectric plants using availability contracts, checking if was or not suitable for this purpose. In this sense, we analyze the results of the auctions for new energy projects, highlighting the contribution of each energy source and the financial figures exercised through prices, the fixed income and ICBS. Moreover, it is also made an analysis of the operations of power plants after hiring. Thus, operating years used were 2014 and 2015, in which it was registered a profound hydrological shortage, based on the comparison of electricity generation scenarios with different interests between thermal power projects to petroleum oils and natural gas. The scenarios used were four: two with real composition between these two thermal sources for the years 2014 and 2015, petroleum oils and natural gas; and two simulated, with 100% of thermal generation with natural gas for the same years. The financial results indicate that the potential savings in the cost of the electricity generated in the simulated scenario compared to the real scenario would be around 6,1 billion *reais* in the years 2014 and 2015. Thus, considering the 59 plants that integrated the universe of analysis, the result indicates the inefficiency of the use ICB, which pointed out the economic advantage contracts that were not hired in low hydrology scenario tested. In addition, it is a clear the need to improve the classification methodology for generation projects in a way that takes into account the effects low hydrology year, trying to make the electricity contracts more economical to Brazil and more adherent to hydrological volatility of the country .

Keywords: Electric Energy, Energy Planning, Energy Matrix, Availability Contracts, Cost-Benefit Index, Natural Gas, Oils from Petroleum.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Os três pilares do modelo RE-SEB.	16
Figura 2 – Agências estaduais de regulação de energia elétrica.....	17
Figura 3 – Ambientes de contratação de energia elétrica.	23
Figura 4 – Estrutura organizacional no novo modelo do setor elétrico.....	33
Figura 5 – Processo de tomada de decisão para sistemas hidrotérmicos.....	35
Figura 6 – Curvas de Custo de Operação.	35
Figura 7 – O planejamento da operação eletroenergética.....	39
Figura 8 – Evolução do armazenamento ao longo do período de planejamento.....	41
Figura 9 – Representação de um reservatório equivalente.	43
Figura 10 – Diagrama do procedimento de cálculo do PLD utilizado pela CCEE.	46
Figura 11 – Modelo de contratação por meio de comprador único.....	48
Figura 12 – Modalidades de leilão no âmbito do ACR.	50
Figura 13 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2005.....	61
Figura 14 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2006.....	62
Figura 15 – Volume de armazenamento no SIN, no ano de 2007.....	64
Figura 16 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2008.....	67
Figura 17 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2009.....	69
Figura 18 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2010.....	71
Figura 19 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2011.....	73
Figura 20 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2012.....	74
Figura 21 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2013.....	75
Figura 22 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2014.....	77
Figura 23 – Níveis de afluência no subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o ano de 2015.	80
Figura 24 – Volume de armazenamento do SIN, ao longo do ano de 2015.....	80
Figura 25 – Volume de contratação de energia elétrica de novos empreendimentos e empreendimentos em expansão, discriminado por fonte, entre 2005 e 2015.....	82
Figura 26 – Distribuição das fontes de energia contratadas por meio das UTEs, nos leilões para contratação de energia de novos empreendimentos e empreendimentos em expansão, entre 2005 e 2015.	83

Figura 27 – Volume de contratação de energia elétrica de novos empreendimentos e empreendimentos em expansão por meio da UTEs, discriminado por fonte, entre 2005 e 2015.	84
Figura 28 – Operação das 59 usinas termelétricas destacadas no ano de 2014.....	91
Figura 29 – Operação das 59 usinas termelétricas destacadas no ano de 2015.....	92
Figura 30 – Custos de operação totais para cada cenário operativo e economia potencial por unidade de energia.	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características dos consumidores livres	12
Tabela 2 – Privatização no setor elétrico brasileiro.....	13
Tabela 3 – Sumário dos principais problemas apontados no Relatório Kelmann e os temas que deveriam ser investigados.....	19
Tabela 4 – Diferenças do setor elétrico brasileiro entre reformas	24
Tabela 5 – Elementos da programação dinâmica	40
Tabela 6 – Armazenamento dos reservatórios entre os anos de 2001 e 2004, em MWmês.....	60
Tabela 7 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2005	60
Tabela 8 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2006	61
Tabela 9 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2007	63
Tabela 10 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2008	65
Tabela 11 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2009	68
Tabela 12 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2010	70
Tabela 13 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2011	72
Tabela 14 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2012	73
Tabela 15 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2013	74
Tabela 16 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2014	76

Tabela 17 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2015	78
Tabela 18 – Resultado de contratação das UTEs a óleos derivados do petróleo e a gás natural, entre 2005 e 2015	85
Tabela 19 – Usinas termelétricas a óleos derivados do petróleo, contratadas por disponibilidade e com CVU diferente de zero.....	89
Tabela 20 – Usinas termelétricas a gás natural, contratadas por disponibilidade e com CVU diferente de zero	90
Tabela 21 – Receita fixa média dos geradores termelétricos por unidade de potência	94
Tabela 22 – CVUs médios das usinas destacadas no ano de 2014.....	94
Tabela 23 – CVUs médios das usinas destacadas no ano de 2015.....	95
Tabela 24 – Resultados no cenário operativo real de 2014	95
Tabela 25 – Resultados no cenário operativo hipotético de 2014	96
Tabela 26 – Resultados no cenário operativo real de 2015	96
Tabela 27 – Resultados no cenário operativo hipotético de 2015	97

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 – Função de Custo Total	36
Equação 2 – Diferencial da Função de Custo Total.	36
Equação 3 – Diferencial da Função de Custo Imediato.....	36
Equação 4 – Custo mínimo de operação.	37
Equação 5 – Volume armazenado final.	37
Equação 6 – Volume armazenado inicial.	37
Equação 7 – Volume turbinado.	37
Equação 8 – Geração termelétrica.	37
Equação 9 – Demanda de energia elétrica.	37
Equação 10 – Índice de Custo Benefício.....	53
Equação 11 – Custo de operação.....	53
Equação 12 – Custo de operação para o mês “m” e cenário hidrológico “c”	54
Equação 13 – Custo econômico de curto prazo.....	54
Equação 14 –Custo econômico de curto prazo para o mês “m” e cenário hidrológico “c”	54
Equação 15 – Índice de Classificação do Empreendimento.....	66
Equação 16 – Receita Anual Variável.....	66
Equação 17 – Preço Equivalente.	68

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social

CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC – Custo Econômico de Curto Prazo

CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica

CER – Contratos de Energia de Reserva

CGTEE – Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica

CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco

CMO – Custo Marginal de Operação

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

COP – Custo de Operação

CPST – Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão

CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia

EER – Encargos de Energia Reserva

ENA – Energia Natural Afluenta

GF – Garantia Física

ICB – Índice de Custo Benefício

ICE – Índice de Classificação do Empreendimento

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MLT – Média de Longo Termo

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema

PAR(p) – Modelo Autorregressivo Periódico de Ordem p

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica

PDE – Programação Dinâmica Estocástica

PEQ – Preço Equivalente

PND – Programa Nacional de Desestatização

PRS – Plano de Recuperação Setorial

REVISE – Revisão Institucional do Setor Elétrico

SIN – Sistema Interligado Nacional

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Motivação e justificativas.....	1
1.2 Objetivos, questão central e hipótese	3
1.3 Contribuições.....	4
1.4 Metodologia.....	5
1.5 Estrutura capitular	6
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	8
2.1 Transformações históricas, legais e institucionais do Setor Elétrico Brasileiro, entre 1985 até o “Novíssimo Modelo” de 2004.....	8
2.2 Agentes e instituições ligados ao Setor Elétrico Brasileiro	24
2.3 Planejamento da Operação do Sistema Hidrotérmico	33
2.4 Modelos Computacionais Aplicados ao Planejamento da Operação	38
2.5 Comercialização de Energia Elétrica no Brasil	44
2.6 Breve resumo da evolução setorial e considerações finais do Capítulo 2.....	59
3 ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS LEILÕES PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE NOVOS EMPREENDIMENTOS, ENTRE OS ANOS DE 2005 E 2015.....	59
3.1 Resultado dos leilões e breve panorama hidro-energético	59
3.2 Breve resumo dos resultados dos leilões para contratação de energia de novos empreendimentos, entre 2005 e 2015, e considerações finais do Capítulo 3	85
4 AVALIAÇÃO DOS CUSTOS DE OPERAÇÃO DAS TERMÉLETRICAS CONTRATADAS POR DISPONIBILIDADE EM 2014 E 2015	88
4.1 Descrição da análise	88
4.2 Descrição dos cenários	93
4.3 Análise dos resultados obtidos.	95
4.4 Breve resumo dos resultados das simulações de operação das termelétricas contratadas por disponibilidade nos anos de 2014 e 2015, e considerações finais do Capítulo 4.....	99
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	101
5.1 Principais aspectos abordados no trabalho e conclusões.....	101
5.2 Limitações, sugestões e contribuições apresentadas	107

REFERÊNCIAS110

1. INTRODUÇÃO

Desde a crise financeira e energética que perdurava ao longo da década de 1990, os agentes planejadores do setor elétrico vêm se preocupando em diversificar a matriz de geração de energia elétrica no Brasil. A grande dependência da exploração dos empreendimentos hidrelétricos, ao mesmo tempo em que provém energia elétrica mais econômica, pode resultar em importantes déficits de produção em períodos de baixa hidrologia. Nesse contexto, esta dissertação aborda a contratação de energia proveniente de empreendimentos termelétricos desde o 1.º Leilão de Energia Nova, bem como o resultado financeiro da operação dessas mesmas contratações em períodos de baixa hidrologia.

1.1 Motivação e justificativas

O Brasil é um país com características geográficas particulares, sendo o quinto país mais populoso do mundo e figura entre as dez maiores economias, o que resulta em um mercado demandante de altos volumes de energia, segundo o ONS (2015). De fato, no ano de 2015 a economia brasileira consumiu 61,23 GW_{méd} de energia elétrica, e, por ter um consumo *per capita* ainda baixo quando comparado a países mais desenvolvidos, esse número tende a crescer. Ademais, o Brasil possui condições naturais que favorecem o atendimento dessa demanda energética, em virtude da grande quantidade de recursos hídricos, amplamente explorados para produção de energia elétrica. Desse modo, o País desenvolveu um parque de geração hidrelétrico capaz de produzir energia a custos comparativamente baixos, porém ele se tornou fortemente dependente das condições hidrológicas de cada ano.

Nesse contexto, a década de 1990 foi marcada por uma crise de investimentos no setor elétrico, que associado a baixas séries hidrológicas resultou no Programa de Redução do Consumo, que serviu para reduzir em 20% a demanda de energia elétrica no ano de 2001. Esse foi um momento em que se acentuou a percepção sobre a necessidade de diversificação da matriz de geração de energia elétrica no Brasil. Assim,

a expansão do pátio de geração termelétrica representaria uma maior segurança para o sistema, pois, em caso de insuficiência de reservas hídricas, o sistema elétrico pode operar com maior participação termelétrica, que mesmo gerando uma energia relativamente mais cara contribuiria com a redução do risco de não atendimento da demanda energética.

Um elemento importante para viabilizar a expansão dessa matriz hidrotérmica são os métodos de contratação da energia elétrica. Após as reformas do setor elétrico, entre os anos de 1994 e 2005, a forma de contratação de energia elétrica foi dividida em dois ambientes, um para negociação de energia livremente entre os agentes e outro para a contratação de energia pelas concessionárias de distribuição por meio de leilões, visando a modicidade tarifária. Além dessa divisão, foram determinadas diferenças entre os tipos de leilões que passaram a variar conforme a fonte de geração dos empreendimentos participantes, ou seja: (a) conforme a energia negociada é proveniente de empreendimentos novos ou existentes; (b) conforme o prazo para o início do fornecimento; e (c) até sobre a forma de contratação, se o gerador oferece propriamente a energia gerada ou a disponibilidade de geração.

Nesse contexto, um fator determinante para um bom funcionamento dos leilões é a disponibilidade de ferramentas e indicadores que possam qualificar diferentes empreendimentos, muitas vezes de tipos diferentes, que estejam disputando um mesmo produto em um leilão. Essa modelagem de leilão vem sendo desenvolvida pela Empresa de Pesquisa Energética, que utiliza o Índice de Custo Benefício como critério de classificação dos empreendimentos contratados por disponibilidade nos leilões de comercialização de energia elétrica.

Portanto, ao longo dos anos entre 2005 e 2015, foram realizados 20 leilões para contratação de energia elétrica nova, organizados para atender a contratação das distribuidoras. Esses leilões apresentaram produtos com início de fornecimento em três e cinco anos, característica que possibilitou a contratação da energia antes da construção das usinas, promovendo a expansão do sistema. Ocorreram três leilões para contratação específica de energia proveniente de empreendimentos a *fontes alternativas*, além de mais oito leilões para contratação de energia na *modalidade reserva*. Fora estes, aconteceram mais três leilões *estruturantes*, voltados exclusivamente para a contratação da energia das UHE Santo Antônio, UHE Jirau e UHE Belo Monte.

Por meio desses leilões foi contratada energia proveniente de empreendimentos hidrelétricos de diversos portes, além de empreendimentos termelétrico a gás natural, carvão mineral, óleos derivados do petróleo, biomassas diversas, empreendimentos eólicos, solares, entre outros. Contudo, cabe questionar sobre as consequências da adoção de determinada modelagem de planejamento energético, bem como dos custos esperados e reais da contratação de energia de certa fonte em detrimento de outra. Uma vez que são estabelecidas regras para competição de mercado entre os empreendimentos, e para contratação adequada e econômica de energia elétrica para atender as necessidades da economia, é importante analisar se elas estão apresentando um resultado economicamente eficiente.

1.2 Objetivos, questão central e hipótese

O *objetivo principal* do presente trabalho pode ser resumido em:

- Analisar a adequação econômica da contratação de usinas termelétricas (UTES) por *disponibilidade*, movidas a *óleos derivados do petróleo* e a *gás natural*, no Brasil, em períodos de escassez hídrica.

Já os *objetivos secundários* desta dissertação são:

- i. Descrever a metodologia de contratação das UTES a óleos derivados do petróleo e a gás natural no Brasil, que toma por base o Índice de Custo Benefício (ICB);
- ii. Analisar o resultado de contratação das UTES referidas *supra*, no período de 2005 a 2015;
- iii. Levantar as receitas fixas (RFs) e os custos variáveis unitários (CVUs) de operações das referidas UTES, para chegar aos custos totais de operação testando-os em dois anos de escassez hídrica, quais sejam os anos de 2014 e de 2015.

Quanto à *questão central* que o presente trabalho pretende responder, ela pode ser escrita da seguinte forma:

- A metodologia de classificação das UTES – a óleos derivados do petróleo e a gás natural –, utilizadas nos leilões de contratação de energia por *disponibilidade* no Brasil, mostrou-se não economicamente eficiente em

períodos de escassez hídrica no País, especialmente nos anos de 2014 e 2015?

Como uma pré-resposta à questão descrita, a *hipótese* a ser investigada é a de que, em razão de a metodologia adotada nos leilões de contratação de energia por disponibilidade que classifica as UTEs – a óleos derivados do petróleo e a gás natural – ser baseada em séries passadas quanto à necessidade de dias de despacho dessas UTEs, e não incorporar o que efetivamente acontece na realidade da operação no momento em que ela ocorre, há uma grande distorção nos resultados pós-operação, especialmente nos períodos de escassez hídrica, que torna tal metodologia economicamente ineficiente.

1.3 Contribuições

O presente trabalho busca discutir e desenvolver a questão da contratação de energia elétrica no Brasil, em particular por meio dos leilões para contratação de empreendimentos por disponibilidade com o uso do ICB. Portanto, tem como contribuições:

- i. Organizar e apresentar os resultados dos leilões para a contratação de energia de novos empreendimentos no Brasil, no período de 2005 a 2015;
- ii. Chamar a atenção para as diferenças econômicas resultantes de formas de contratação distintas, comparando a contratação real norteadas pelo ICB com uma alternativa, para 59 empreendimentos termelétricos;
- iii. Caracterizar uma falha econômica resultante do ICB, em anos de escassez hidrológica.

Dessa forma, abre-se uma janela para a discussão da questão da aplicabilidade do *Índice de Custo Benefício*, evidenciando a necessidade de incorporar os efeitos de períodos de crise hidrológica ao ferramental econômico.

1.4 Metodologia

Para alcançar os objetivos propostos, a abordagem do tema está dividida em três etapas. Inicialmente, é descrita a forma como o setor elétrico brasileiro (SEB) se estruturou nos últimos tempos, a partir de meados dos anos 1980, passando pelas reformas realizadas, a organização institucional do setor, a operação do sistema e a comercialização de energia elétrica. Dando enfoque a este último ponto, qual seja a comercialização de energia elétrica, apresenta-se a forma como ela é realizada para as usinas termelétricas e como funcionam os indicadores de classificação dos lances nos leilões. A ferramenta econômica a ser destacada no trabalho é, conforme mencionado, o *Índice de Custo Benefício*, pois este tem importância central na classificação dos empreendimentos nos leilões para contratação de termelétricas e reflete o posicionamento do planejamento energético do País.

A segunda etapa analisa o resultado dos leilões de energia na modalidade de *contratações por disponibilidade*, termo que será explicitado no Capítulo 2. Nessa etapa também são levantados todos os leilões para contratação de energia de novos empreendimentos, a partir do *1.º Leilão de Energia Nova*, bem como destacada a participação de cada fonte de energia nos resultados de contratação e calculados os valores médios para os preços de lances realizados em tais leilões.

Na etapa final é realizado um estudo dos custos de operação do sistema, pelo qual analisam-se *se* os resultados econômicos operacionais das usinas termelétricas a *óleos derivados do petróleo* e a *gás natural* são ou não eficientes para períodos de escassez hídrica, ou seja, investiga-se *se* a dinâmica de contratação se mostra adequada ou inadequada nos períodos associados à baixa hidrologia, como os que ocorreram nos anos 2014 e 2015. Ainda nesta etapa, são levantados os custos termelétricos a *óleos derivados do petróleo* e a *gás natural* (GN) destacados, e são apontados os valores dos *custos variáveis unitários* e de suas respectivas *receitas fixas anuais*.

Depois de levantadas e analisadas as informações descritas, elas são utilizadas para formular quatro cenários de estudo: dois para o ano de 2014 e dois para o ano de 2015. Tanto primeiro cenário de 2014 quanto o primeiro de 2015 referem-se ao *market share* real entre UTEs a óleo e a GN na composição da energia gerada no período. Outrossim, os outros dois cenários simulados para esses dois anos são hipotéticos e

compostos por uma geração total proveniente de UTEs a GN. Tais cenários serão simulados, e seus resultados utilizados para realizar a análise econômica comparada da forma de contratação.

1.5 Estrutura capitular

A presente dissertação contempla cinco capítulos. Além desta introdução, que resume o contexto e os objetivos gerais do trabalho, no Capítulo 2 é apresentado o referencial teórico que serve como base para o estudo. Assim, o Capítulo 2 parte da descrição da estrutura do setor elétrico brasileiro; mostra a forma como é operado o sistema hidrotérmico; e detalha os mecanismos de contratação de energia elétrica no País.

No Capítulo 3, com maior foco na questão central deste trabalho, é feito um levantamento dos resultados dos leilões para contratação de energia elétrica de novos empreendimentos, realizados entre os anos de 2005 e 2015, no Brasil. Por meio desse levantamento é apontada a política de contratação de *energia nova*, ou seja, daquela energia gerada por novos empreendimentos, dando destaque para aquelas provenientes de empreendimentos termelétricos, além da apresentação dos valores médios neles praticados.

Por seu turno, no Capítulo 4, é apresentado um estudo que analisa a operação das UTEs movidas a *óleos derivados do petróleo* e a *gás natural* contratadas por *disponibilidade*, em quatro cenários, *dois reais* e *dois hipotéticos*, estes últimos advindos de uma situação otimizada com o despacho de usinas mais econômicas, para os anos de 2014 e 2015. Esse estudo aponta os custos resultantes e discute sobre o sucesso ou insucesso da forma previamente adotada de contratação desses empreendimentos de geração de energia, especialmente no tocante ao seu desempenho *antieconômico* durante períodos de escassez hídrica, como os que ocorreram nos anos de 2014 e 2015.

O quinto e último capítulo deste trabalho contempla os principais pontos desta investigação. Resume os resultados das análises das situações reais nos anos de 2014 e 2015 e das simulações realizadas para esses mesmos anos. Por fim, indica caminhos

pelos quais outras investigações poderiam seguir para tornar a forma de contratação de energia elétrica no País ainda mais robusta.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O Capítulo 2 desta dissertação está voltado a levantar o referencial teórico do trabalho. Nele são apresentadas a evolução e a estrutura do setor elétrico, bem como o dilema da operação hidrotérmica, que é usar a água hoje ou poupá-la para o futuro, sem a certeza prévia de que foi tomada a melhor decisão. Também são detalhados os ambientes de contratação de energia elétrica no Brasil e a metodologia aplicada em sua contratação.

Ademais, o presente capítulo aborda a questão dos *contratos por disponibilidade*, realizado com termelétricas por meio dos leilões para contratação de energia de novos empreendimentos. Apresenta, complementarmente, o Índice de Custo Benefício que é a ferramenta utilizada para classificar economicamente os empreendimentos contratados por disponibilidade.

2.1 Transformações históricas, legais e institucionais do setor elétrico brasileiro entre 1985 até o denominado “novíssimo modelo” de 2004

A história do setor elétrico brasileiro vem guardando desde sempre uma importante correlação com a evolução política no País. Especialmente a partir do ano de 1985, marcado pela eleição de Tancredo Neves como Presidente da nova República Federal e pelo final do regime militar que por duas décadas vigorou no País, observou-se importante mudança no curso do planejamento da infraestrutura energética em âmbito nacional. Com a impossibilidade de Tancredo Neves assumir o cargo em virtude da doença e posteriormente óbito, ocupa a presidência José Sarney. Embora tal período carregasse consigo uma elevada euforia decorrente de grandes expectativas nas mudanças políticas, segundo Silva (2011), o período que iniciava também foi marcado por uma série de fracassados planos de controle da inflação, entre eles os planos Cruzado I e II, em 1986, o Plano Bresser, em 1987, e o Plano Verão, em 1989. Em contrapartida, apesar do fracasso em controlar a inflação, a política econômica federal

garantiu um crescimento médio de 4% ao ano no período, de sorte que a necessidade do incremento da oferta de energia se fazia cada vez mais premente.

No mesmo período, o setor elétrico brasileiro também passava por sérias dificuldades e sinalizava a necessidade de uma ação do Estado para combater uma possível crise de abastecimento. De acordo com Vieira (2005), medidas para mitigar as probabilidades de instalação de uma crise na oferta energética foram aplicadas, uma delas sendo o Plano de Recuperação Setorial (PRS), em 1985, que visava a recuperação econômico-financeira do setor em médio e longo prazos, por meio de: (i) aumentos tarifários e redução de subsídios; (ii) capitalização dos governos federal e estaduais; e (iii) criação de uma política de investimentos compatível com a necessidade de expansão do setor.

Nesse contexto, em 1987 foi apresentado o projeto conhecido como Revisão Institucional do Setor Elétrico (Revise), cuja finalidade era a reestruturação do setor baseada na manutenção da hegemonia estatal, mas agregando eficiência e reestabilizando a capacidade de investimentos na expansão de infraestrutura. Para tal, entretanto, focava em explorar a possibilidade de uma maior participação da iniciativa privada, apresentando formas alternativas para sua atração, bem como buscava reformular a estrutura institucional e política do setor visando solucionar eventuais problemas conjunturais. Contudo, de acordo com Pinto (2013), o Revise foi uma iniciativa frustrada, nunca chegando a ser concretizada, embora tenha servido para influenciar as reformas que viriam nos períodos posteriores.

Assim, no começo do ano de 1990, o então governo do Presidente Collor de Melo já sentia o agravamento da situação no setor elétrico brasileiro. Estudos realizados nos anos que se sucederam indicavam que seriam necessários investimentos da ordem de U\$ 6 bilhões por ano no período de 1995 a 2005. Para o governo, estava claro que o Estado brasileiro não seria capaz de financiar sozinho tamanho investimento, com inspiração nas modelagens adotadas em outros países com condições mais ou menos similares às brasileiras e mesmo naquelas aplicadas em outros setores da economia. Várias dessas modelagens eram favoráveis a privatizações, e, embora fossem muito expressivas as manifestações contrárias a elas no Brasil, foi nesse período que o governo federal se comprometeu a realizar, por meio da Lei 8.031/1990, o Programa Nacional de Desestatização (PND) (KSG, 2010).

Segundo Castro (2005), as reformas propostas durante o governo Collor representaram uma ruptura com o modelo de crescimento brasileiro, no qual era predominante, quase em sua totalidade, a participação estatal, bem como o protecionismo tarifário. No campo da economia, dois outros importantes programas foram implantados, denominados Planos Collor I e II.

O Plano Collor I conteve medidas cujo foco maior era o combate à crescente inflação, reintroduziu o Cruzeiro como moeda nacional e determinou um congelamento dos preços, medida muito mal recebida e ineficaz pela falta de credibilidade do governo resultante das experiências anteriores. Além disso, tal Plano criou uma série de novos tributos, elevou as alíquotas dos impostos existentes e promoveu a impopular medida, que posteriormente teve participação decisiva nas pressões sociais que resultaram na renúncia do Presidente, que foi o sequestro de liquidez com o bloqueio por 18 meses das aplicações financeiras que ultrapassassem o limite de cinquenta mil cruzeiros ou cerca de mil e duzentos dólares ao câmbio da época.

Com a troca da então Ministra da Economia e com a volta da aceleração da inflação, o plano seguinte, Plano Collor II, propôs a racionalização nos gastos do Estado, corte de despesas e a modernização de todo o parque industrial. Esse plano foi principalmente marcado pela substituição do Bônus do Tesouro Nacional (BTN), que servia como base de indexação de impostos e fundos de investimentos de curto prazo, pela Taxa Referencial (TR), que passaria a reajustar os preços com base nas expectativas futuras de inflação, e não mais nas inflações passadas. O plano funcionou por alguns meses, mas, com a queda de credibilidade do governo em razão da renúncia do presidente Collor, acabou resultando em um fracasso.

Em outubro de 1992, assume a presidência o até então Vice-Presidente Itamar Franco, que em fevereiro de 1994 coloca em prática o bem-sucedido programa econômico Plano Real, que, em face das diferenças de cenário e estratégia, proporcionou estabilidade econômica e reduziu significativamente a inflação. De acordo com Silva (2011), o resultado favorável do Plano Real também causou impactos no setor elétrico; a apreciação cambial e a abertura comercial, utilizadas para controlar a inflação, acabaram resultando na depreciação das contas externas e deteriorando o saldo do balanço de pagamentos. Como tentativa de contornar essa situação, o governo federal decidiu acelerar o processo de privatizações.

Segundo Silva (2008), ainda em 1993 foi promulgada a Lei 8.631/1993, que dispunha sobre a fixação dos níveis tarifários para o setor público de energia elétrica. Tal lei acabou com o regime de remuneração garantida, desqualizou as tarifas do setor elétrico e incorporou alterações nos mecanismos e instrumentos de controle das empresas, criando os contratos de suprimento entre os agentes distribuidores e geradores. Por conseguinte, as empresas passaram a contratar obrigatoriamente seu consumo energético, antes faturado pelo valor medido. A lei também promoveu um acerto de contas entre empresas e governo, zerando a Conta de Resultado a Compensar, o que custou cerca de US\$ 30 bilhões ao Tesouro Nacional.

Em 1995, conforme Landi (2006), entraram em vigor duas leis de importância para o setor elétrico. A primeira foi a Lei 8.987/1995, também conhecida como lei das concessões, que estabelece o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, excluídos rádio e televisão:

- [...] a) a obrigatoriedade de prévia licitação para outorga de concessão de serviço público, inclusive subconcessão;
- b) a exigência de prazo determinado para a concessão renovável por licitação;
- c) o oferecimento, pelas concessionárias de serviço público, em garantia a contratos de financiamento, dos direitos emergentes da concessão, até o limite que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação do serviço;
- d) os critérios para julgamento das licitações de concessão, fixando-se a tarifa do serviço público a ser prestado, que passou a ser definida em contrato, e selecionando-se o maior valor ofertado, para pagamento ao poder concedente, pela outorga da concessão;
- e) as tarifas poderão ser objeto do reajuste (associado à perda de valor da moeda e à ocorrência de fatos previsíveis não computados no equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato) e de revisão (pela ocorrência de eventos de determinação estatal imprevistos e imprevisíveis);
- f) a possibilidade de receitas alternativas, complementares, acessórias ou de projetos associados, com vistas a fortalecer a modicidade das tarifas, estabelecidas no edital de licitação, pelo poder concedente, a favor da concessionária;
- g) a possibilidade de escolha de foro e de um modo amigável de solução de conflitos de interesse relativos ao contrato de concessão; e
- h) o princípio de fiscalização, pelo usuário, do serviço público executado.

A segunda foi a Lei 9.074/1995, que prorrogou em até vinte anos o prazo de concessão das empresas geradoras, impôs que as concessões com obras atrasadas ou paralisadas tenham $\frac{1}{3}$ de capital privado e cancelou as concessões com obras não iniciadas. Além disso, criou a figura do produtor independente de energia elétrica, bem como a do consumidor livre, que, atendendo a determinadas características técnicas, poderia contratar sua energia diretamente dos produtores independentes ou agentes concessionários, conforme a tabela 1.

Tabela 1 – Características dos consumidores livres

Demanda Mínima	Tensão Mínima de Fornecimento	Exercício da Opção se Tornar Livre	Data de Ligação do Consumidor
10 MW	69 kV	1998	**
3 MW	**	1998	Após 08.07.1995
3 MW	69 kV	2000	Antes 08.07.1995
(*) 500 kW	**	1998	**

* Desde que a energia seja adquirida de uma PCH ou de fonte alternativa de energia.

** Não apresenta valor.

Fonte: Silva (2011)

Segundo Losekann (2003), as Leis 8.987/1995 e 9.074/1995 permitiram que fosse iniciado o processo de privatização no setor elétrico, começando pelo seguimento de distribuição, uma vez que seu faturamento vinha diretamente do consumidor final, e não das grandes estatais, o que dava mais segurança para o investidor em virtude do grande histórico de inadimplência delas, além das incertezas provenientes da incompleta estruturação institucional e regulatória do segmento de geração. As primeiras estatais a serem privatizadas foram as distribuidoras Escelsa, em 1995, e Light, em 1996. A tabela 2 apresenta as privatizações no setor elétrico durante o período de 1995 a 2000.

Tabela 2 – Privatizações no setor elétrico brasileiro (1995 a 2000)

Distribuidora	Data do leilão	Consórcio vencedor	US\$ milhões
Escelsa	11.07.1995	Iven (45%) e GTD (5%)	519
Light	21.05.1996	EDF, AES e Houston (34%), BNDESpAr (9%) e CSN (7%)	2.217
Cerj	20.11.1996	Chilectra (42%), EDP (21%) e Endesa (7%)	587
Coelba	31.07.1997	Iberdrola (39%), Brasilcap (48%) e O. (13%)	1.598
CEEE (N.NE)	21.10.1997	VBC (33%), Pseg Brasil (33%) e Previ (33%)	1.486
CEEE (CO)	21.10.1997	AES (100%)	1.372
CPFL	05.11.1997	VBC (45%) e Fundos de pensão (55%)	2.731
Enersul	19.11.1997	Escelsa (100%)	565
Cemat	27.11.1997	Rede (65%) e Inepar (35%)	353
Energipe	03.12.1997	Cataguazes Leopoldina e F. P. (100%)	520
Cosern	12.12.1997	Coelba (63%), Guariana (31%) e Uptick (6%)	606
Coelce	02.04.1998	Enersis-Chilectra (26%), Endesa (38%) e CERJ (36%)	868
Metropolitana	15.04.1998	Light (100%)	1.777
Celipa	08.07.1998	Rede (65%) e Inepar (35%)	388
Elektro	16.07.1998	Enron (100%)	1.273
Bandeirante	17.09.1998	CPFL (44%) e EDP (56%)	860
Celpe	18.02.2000	Guaraniana (Iberdrola, BBI e Previ)	1.004
Cemar	15.06.2000	Pennsylvania Power & Light (86%)	523
Saelpa	30.11.2000	Cataguazes Leopoldina (100%)	185
Geração			
Cachoeira Dourada	05.09.1997	Endesa (60%), Edgel (20%) e Fundos (20%)	714
Gerasul	15.09.1998	Tractebel (100%)	880
Paranapanema (CESP)	28.07.1999	Duke Energy (100%)	682
Tiête (CESP)	27.10.1999	AES (100%)	472
Total			22.180

Fonte: Losekann (2003)

No ano de 1996, o setor elétrico foi marcado pelo início do processo, que duraria até 1998, conhecido como projeto RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro). Conforme Fagundes (2009), esse foi o período necessário para o estabelecimento do Marco Regulatório do setor elétrico, que alterou significativamente

o funcionamento e a regulação vigente até então, afetando todos os segmentos relacionados à energia elétrica (geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo). Tal reestruturação tinha como principais premissas:

- Assegurar a eficiência econômica do setor elétrico;
- Assegurar que o setor elétrico recebesse os investimentos necessários para garantir a expansão adequada de infraestrutura e oferta do mesmo;
- Fortalecer o órgão regulador;
- Reduzir o risco para os investidores.

O projeto RE-SEB foi elaborado por um consórcio, liderado pela empresa inglesa Coopers & Lybrand em parceria com especialistas brasileiros. Segundo Silva (2008), essa empresa já havia participado da reforma de setores elétricos em diversos países como o Reino Unido, Finlândia, Ucrânia, Portugal, Polônia e Colômbia, seguindo no Brasil a proposta de abertura do setor elétrico. Assim sendo, uma das principais características da nova reforma foi baseada no modelo inglês, estabelecido durante o governo Thatcher, que era desverticalizar e segmentar as empresas de energia elétrica, permitindo o surgimento de concorrência nos segmentos possíveis e uma melhor interação entre os agentes (SILVA, 2008).

Em dezembro de 1996, de acordo com Landi (2006), com o intuito de adaptar o modelo institucional às mudanças da reestruturação, foi promulgada a Lei 9.427/1996 que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a qual assumiu o papel de regulador do setor de energia elétrica. Assim, a Lei 9.427/1996 reordenou as áreas do setor da seguinte forma: I – geração, correspondente à produção de energia elétrica; II – transmissão, correspondente ao transporte de energia elétrica em alta tensão por longas distâncias; III – distribuição, correspondente ao transporte em média tensão nas vias locais; IV – comercialização, correspondente à atividade de compra e venda de energia.

Não só a agência de regulação foi instituída, mas também duas outras figuras importantes surgiram, ou seja, a Lei 9.648/1998 criava o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS). Nesse contexto, o ONS foi estruturado sob a forma de uma associação civil, pertencente a todas as empresas com atividade no setor elétrico, cuja operação passou a coordenar. Esse Operador tem como premissas garantir o uso equitativo e a infraestrutura por todos os agentes envolvidos, buscando a melhor eficiência no despacho das centrais, assim como do uso do sistema

de transmissão. O MAE passou a ser o *locus* de negociação de energia elétrica no mercado atacado, administrado pela Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia (Asmae), era o ambiente onde seus participantes registram os contratos bilaterais de energia. Em razão do formato e da dimensão do sistema de transmissão nacional, bem como das suas limitações, quatro submercados foram determinados: (i) Sul; (ii) Sudeste e Centro Oeste; (iii) Norte; e (iv) Nordeste. Para cada um desses submercados, utilizando a previsão de demanda de energia calculada pelo ONS, o MAE ficou incumbido de calcular mensalmente o preço *spot* da energia elétrica que deveria neles vigorar (LOSEKANN, 2003).

Outra característica relevante do novo modelo foi a ênfase ao consumidor livre, já introduzido pela Lei 9.074/1995. A partir de então, as características técnicas para que um consumidor migrasse para o mercado livre e passasse a contratar sua energia por meio da livre negociação mudaram de uma contratação de demanda superior a 10 MW para 3 MW, extinguindo a necessidade de atendimento superior a 69 kV. Também surgiu a figura do consumidor especial, que pode contratar sua energia mediante a livre negociação, desde que sua demanda seja superior a 0,5 MW e inferior 3 MW, desde que ela seja proveniente de fontes alternativas de energia (CUBEIROS, 2008).

Por fim, o projeto RE-SEB concretizou uma série de modificações tornando o mercado de energia elétrica mais dinâmico e competitivo. Conforme Ramos (2013), o novo modelo de mercado estava baseado no princípio em que “a eficiência no setor elétrico será assegurada através da competição, onde possível, e da regulação, onde necessária”. A figura 1 apresenta a estrutura de três pilares do modelo RE-SEB.

Figura 1 – Os três pilares do modelo RE-SEB

Fonte: Ramos (2013)

Conforme mencionado por Gomes (2001), nos anos de 1999 e 2000, algumas medidas de aprimoramento da estrutura legal foram implementadas; são essas:

- [...] a) o estabelecimento dos Valores Normativos, trazendo as condições necessárias a distribuidores e geradores para celebrar esses contratos de longo prazo (*power purchase agreements* – PPAs), garantindo a expansão do parque gerador e a modicidade das tarifas;
- b) a conclusão do processo definidor dos montantes de energia e demanda de potência e das respectivas tarifas, para viabilizar a assinatura dos contratos iniciais pelas empresas de geração e distribuição;
- c) a nova regulamentação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição para os agentes de geração e os consumidores livres;
- d) o estabelecimento de novos padrões de qualidade de serviços para as distribuidoras;
- e) o estabelecimento de limites à concentração econômica; e
- f) a homologação das regras de funcionamento do MAE.

Simultaneamente às mudanças implementadas pelo projeto RE-SEB, seguindo a própria legislação que criou a Aneel, estimulou-se a descentralização da ação do Estado visando atender às seguintes diretrizes: I – aproximar as ações de regulação, fiscalização e mediação dos consumidores e agentes setoriais; II – agilizar os processos de regulação, fiscalização, mediação e outorgas; III – adaptar as ações de regulação, fiscalização e mediação às circunstâncias locais; e IV – trazer a solução do problema para o local de origem (LANDI, 2006).

Logo, os Estados começaram a criar, por meio de legislação específica, agências próprias de regulação, que passaram a receber delegação da Aneel, por meio de convênios de cooperação. A primeira a ser criada foi a Comissão de Serviços Públicos

de Energia (CSPE), em São Paulo, seguida por outras nos demais Estados, conforme relação apresentada na figura 2.

Figura 2 – Agências estaduais de regulação de energia elétrica

Fonte: Aneel (2015)

Segundo Losekann (2003), desde o ano de 1997 os níveis de água acumulada nos reservatórios estavam menores em relação ao mesmo período dos anos interiores, o que indicava que a reserva estratégica de água estava cada vez menor. O ano de 2001 foi marcado por um regime hidrológico bastante desfavorável, o que acentuou sobremaneira a redução dos níveis dos reservatórios. No início do período seco deste ano, o nível dos reservatórios no subsistema Sudeste/Centro Oeste era de apenas um terço do potencial de armazenamento, o que resultava em uma situação de gravidade. Para que o nível dos reservatórios desse mesmo subsistema chegasse ao período úmido com 10% da sua capacidade de armazenamento, o que já implicaria um colapso do sistema, deveria entrar no período seco com 49% de sua capacidade.

Como medida para tentar contornar a situação, o governo Fernando Henrique Cardoso criou a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica e a

Câmara da Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE), em maio de 2001. Essas comissões tinham por objetivo, em um prazo de 60 dias, avaliar o problema do setor elétrico e levantar as principais causas conjunturais responsáveis pelo desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica no País (SILVA, 2011).

O resultado do trabalho da comissão foi divulgado no dia 21 de julho de 2001, sintetizado em onze anexos, e ficou conhecido como Relatório Kelmann, cujos pontos discutidos são apresentados na tabela 3.

Tabela 3 – Sumário dos principais problemas apontados no Relatório Kelmann e os temas que deveriam ser investigados

Problemas	Temas que merecem aprofundamento
Ineficácia na ação governamental	<ul style="list-style-type: none"> • Agilização da atuação do CNPE para garantir eficácia da ação intragovernamental. • Fortalecimento da capacidade de ação do MME/Secretaria de Energia/CCPE. • Aperfeiçoamento e valorização do contrato de gestão entre ANEEL e MME. • Criação de um processo de licenciamento ambiental e de planejamento da utilização dos recursos hídricos articulado entre MME e MMA. • Revisão e consolidação da legislação do setor.
Insuficiência de ação preventiva para evitar racionamento de grande profundidade	<ul style="list-style-type: none"> • Criação de procedimentos para diferentes níveis de “sinais de alerta” do ONS para o MME em função do nível de esvaziamento e das condições hidrológicas previstas. • Definição de responsabilidades entre ANEEL, MME e ONS com relação à programação de obras e projeção de demanda, usados em estudos de confiabilidade. • Criação de um procedimento de restrição progressiva da oferta de energia hidrelétrica e/ou aumento de tarifa à medida que os reservatórios do sistema esvaziam. • Adoção de uma função de custo de déficit por patamares de profundidade.
Falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise	<ul style="list-style-type: none"> • Exame da possibilidade de usar encargos por capacidade para aumentar o nível de confiabilidade do sistema. • Exame de remoção das dificuldades que ainda retardam a implementação das usinas a gás.
Insuficiência dos programas de conservação de energia	<ul style="list-style-type: none"> • Revitalização do PROCEL e outros programas e medidas de conservação de energia competitiva com a geração.
Insuficiência nos sinais econômicos para viabilização de investimentos	<ul style="list-style-type: none"> • Revisão de critérios e periodicidade de cálculo dos certificados de energia assegurada das usinas hidrelétricas e dos limites de contratação para termelétricas, levando em consideração a dinâmica do uso múltiplo dos recursos hídricos. • Criação de um ambiente regulatório estável, claro e conciso, em particular no que se refere ao VN, à revisão tarifária e ao repasse de custos não gerenciáveis. • Aumento do requisito mínimo de contratação para as distribuidoras. • Liberação compulsória de grandes consumidores. • Exame de impacto dos consumidores livres no planejamento econômico-financeiro das Distribuidoras. • Estabelecimento de compensações financeiras para consumidores não atendidos dentro das obrigações contratuais. • Revisão de rateios e subsídios cruzados.
Ineficácia na correção de falhas de mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Formação de catálogo de projetos hidrelétricos e térmicos, já com estudos de dimensionamento, localização e permissões ambientais para serem oferecidos aos investidores. • Definição de ações do Governo, nos casos em que for identificada uma situação de alerta, para licitação ou contratação emergencial. • Exame do papel do Governo como comprador de última instância de energia produzida por usinas de interesse estratégico. • Aperfeiçoamento do planejamento indicativo de geração, cotejando com a experiência internacional.

Fonte: Landi (2006)

No período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, o governo federal foi obrigado a decretar o Programa de Redução do Consumo de energia elétrica. De acordo com David (2013), esse foi um momento de profunda reflexão, num momento de transição, sobre o setor elétrico. E, em virtude da grande repercussão do assunto no cenário econômico nacional, na política e na sociedade, muitas foram as discussões sobre o aprimoramento do referido setor.

Em termos legais, a política de redução de cargas foi estabelecida pela Medida Provisória (MP) 2.147, de 15 de maio de 2001, posteriormente substituída pela MP 2.148, de 22 de maio de 2001, pelas quais foram instituídos o “Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica” e o “Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica”, que determinavam:

- a. Programa de Redução do Consumo: visou compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento. Foram definidas metas de consumo mensal, em especial para residências (redução de 20%, como regra), bônus para consumo abaixo da meta, possibilidades de suspensão de fornecimento e regimes especiais de tarifação, entre outros diversos aspectos, como o afastamento da aplicação de alguns artigos do Código de Defesa do Consumidor e da Lei de Concessões.
- b. Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica (medida preventiva): visou expandir a oferta de energia elétrica; diversificar a matriz energética para redução da dependência do regime hidrológico; fomentar pesquisas para fontes alternativas de energia; otimizar a distribuição de energia; maximizar a produtividade das fontes geradoras instaladas e concluir os projetos em implantação; e instituir programas compulsórios de racionalização do uso da energia.
- c. Criava a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), detentora de altos poderes executivos; era presidida pelo ministro chefe da Casa Civil, além de diversos outros ministros e diretores de importantes instituições do setor elétrico. O principal objetivo era a execução dos planos citados, e para tal tinha poderes para estabelecer plano de contingência de cargas, determinar caráter de emergência para obras e compras.

Em junho de 2001, a GCE cria o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, coordenado pelo Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e

composto pelo MME, Ministérios da Fazenda e Planejamento, Aneel, Agência Nacional de Águas e Advocacia-Geral da União. De acordo com Aguiar (2007), a missão de tal comitê era propor alternativas para corrigir disfunções e aprimorar o modelo do setor elétrico. Entre suas principais realizações estão o aprimoramento de medidas regulatórias e a implementação do Acordo Geral do Setor Elétrico.

Nesse momento, o setor elétrico encontrava-se em um cenário em que 80% das empresas geradoras estavam sob o controle do Estado, e, em contrapartida 80% das empresas de distribuição já haviam sido privatizadas. Conforme aponta GVLaw (2009), o governo alegava que as indenizações decorrentes da crise, segundo termos contratuais, levariam a maioria das geradoras de energia elétrica à falência. Após longas discussões com os agentes, foi definido que o governo compensaria as distribuidoras pelas perdas. Tal decisão foi firmada por meio do Acordo Geral do Setor Elétrico, por onde o governo securitizou 80% das perdas por meio de empréstimos do BNDES, e autorizou uma recomposição tarifária extraordinária a partir de janeiro de 2002, visando viabilizar o repasse do custo ao consumidor.

Enquanto o setor elétrico superava as consequências da crise, algumas mudanças alcançaram o mercado de energia elétrica. De acordo com David (2013), a Lei 10.438/2002 incorpora o mecanismo de leilão como forma de negociação da energia produzida pelas estatais federais, e tal medida decorre dos fatores seguintes: I – uma sobra de energia elétrica decorrente da redução do consumo energético durante o período de contingência; e II – início do processo de liberação dos montantes de energias contratados anteriormente à reforma do setor. Tal modelo foi posteriormente estendido às geradoras estaduais e municipais por meio da Lei 10.604/2002.

Além da incorporação dos leilões como mecanismo de comercialização da energia produzida pelas estatais, conforme explica Landi (2006), foi instituído o Programa Emergencial de Contratação de Energia, o qual criava a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), com prazo de atuação até junho de 2006, que visava aumentar, em curto prazo, a capacidade de geração e oferta de energia elétrica. Para tal, a CBEE buscava a contratação da energia fornecida por novas usinas termelétricas, com prazo máximo para início de fornecimento em até 31 de julho de 2002. Não apenas resumindo a essa medida, a estatal também lançou edital convocando

empresas com produção acima de 10 MW para fornecer energia a partir de óleo diesel e/ou óleo combustível.

Em 2003, assume a Presidência da República Luiz Inácio Lula da Silva, e, com o início de um novo governo, novas mudanças alcançaram o setor elétrico. Nesse ano, foi apresentado o documento “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), apontando as principais premissas de mudanças para aquele que viria a ser conhecido como “Novíssimo Modelo”, cujas premissas aportadas, segundo Cubeiros (2008), foram: I – Promover a modicidade tarifária, estimulando a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; II – Garantir a segurança no suprimento de energia elétrica; e III – Promover a inserção social, por meio de programas de universalização.

Conforme explica Fagundes (2009), essa nova modelagem teve início com a promulgação de duas importantes leis. A Lei 10.847 criava a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), como braço de planejamento do Ministério de Minas e Energia, e colocava novamente o planejamento do setor elétrico de maneira centralizada. Já a Lei 10.848 alterava diversas outras, sobretudo no tocante aos aspectos de concessões, criando novas obrigações, direitos e deveres para os agentes, além de dividir a estrutura de contratação de energia elétrica em dois ambientes, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

De acordo com GVLaw (2009), no novo modelo de contratação de energia elétrica os geradores de serviço público autoprodutores, produtores independentes e comercializadores podem ofertar sua energia tanto no ACR quanto no ACL. No ACL, tal energia é livremente negociada, sem restrições de preço ou quantidade, e contratada pelos comercializadores, consumidores e distribuidores.

No ACR, conforme explica Silva (2011), em vez de livre negociação, a energia é negociada por meio de leilões, promovidos pela ANEEL, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Tal ambiente de contratação tem como finalidade proteger os consumidores de menor porte, contratantes mediante as concessionárias de distribuição, que por sua vez têm a obrigação de contratar integralmente sua demanda energética. A figura 3 apresenta a organização estrutural

entre os ambientes de contratação de energia elétrica, indicando os principais atores relacionados a eles.

Figura 3: Ambientes de contratação de energia elétrica

Fonte: Ramos (2013)

A tabela 4 mostra as principais diferenças entre os modelos institucionais do setor elétrico brasileiro, entre os anos de 1995 e 2004. Nela observam-se, entre outros aspectos, mudanças na forma de orientação da negociação de energia elétrica no mercado. A partir das reformas de 1995, o mercado passou a ter caráter muito mais forte de mercado competitivo, aumentando a participação do capital privado nos investimentos do setor e possibilitando a livre negociação da energia. Em complementação, as reformas realizadas a partir do ano de 2004 serviram para aprimorar o modelo e demonstraram maior enfoque na formação de dois ambientes de negociação bem definidos, o ambiente de contratação livre, em que prevaleceriam as leis de mercado, e o ambiente de contratação regulado, passivo de maior atuação do agente regulador.

Tabela 4 – Diferenças do setor elétrico brasileiro entre reformas

Modelo antigo até 1995	Modelo de livre mercado 1995 a 2003	Novo modelo 2004
Financiamento por meio de recursos públicos	Financiamento por meio de recursos públicos e privados	Financiamento por meio de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade (geração, transmissão, distribuição e comercialização)	Empresas divididas por atividade (geração, transmissão, distribuição e comercialização)
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase nas privatizações das empresas	Convivência de empresas estatais e privadas
Monopólios	Competição na geração e na comercialização	Competição na geração e na comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: preços livremente negociados na geração e comercialização No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado regulado	Mercado livre	Convivência entre os mercados livre e regulado
Planejamento determinado pelo grupo coordenador do planejamento dos sistemas elétricos (GCPS)	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação de 100% do mercado	Contratação de 85% do mercado até agosto de 2003; e 95% até dezembro de 2004	Contratação de 100% do mercado, + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE, mecanismos de compensação de sobras e déficits (MCSD) para as distribuidoras

Fonte: Pinto (2014)

2.2 Agentes e instituições ligados ao setor elétrico brasileiro

Visando colocar em prática as reformas realizadas do novo modelo de setor elétrico brasileiro, novas instituições foram criadas, enquanto outras foram reformadas, tendo suas atribuições e responsabilidades alteradas. O presente capítulo desta dissertação tem como finalidade apresentar e descrever os principais agentes, institucionais e operacionais, envolvidos nas reformas apresentadas.

2.2.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Constituído pela Lei 9.478/1997, em 6 de agosto de 1997, o Conselho Nacional de Políticas Energéticas é uma entidade que visa dar suporte ao Presidente da República, propondo políticas e medidas relacionadas ao setor energético. O CNPE é presidido pelo ministro de Minas e Energia e contém representantes de outros ministérios.

As propostas formuladas pelo CNPE têm como objetivos (FLOREZI, 2009):

- Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País;
- Assegurar o abastecimento energético para todas as regiões do País, mesmo as mais isoladas, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem a criação de subsídios;
- Revisar periodicamente a matriz energética brasileira, levando em consideração as fontes convencionais e alternativas, bem como as tecnologias disponíveis;
- Estabelecer políticas para programas energéticos específicos, como os de incentivo ao uso do gás natural, biomassa, álcool, entre outros;
- Definir as políticas de importação e exportação de derivados do petróleo e gás natural, visando atender as necessidades de consumo interno, cumprindo o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

2.2.2 Ministério de Minas e Energia – MME

É o órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do País. Ele é dividido em quatro secretarias: I – Petróleo, gás natural e combustíveis renováveis; II – Geologia, mineração e transformação mineral; III – Energia elétrica; e IV – Planejamento e desenvolvimento energético. Suas principais atribuições em relação ao setor elétrico, segundo Florezi (2009), são:

- Elaborar o plano de outorgas, bem como definir as diretrizes para os procedimentos de licitações;
- Promover os processos de licitação para a contratação de concessionários de serviços públicos nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia

elétrica, e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hídricos;

- Gerenciar as concessões, bem como penalizar e extinguir aquelas que se encontram em situação irregular, conforme previsto em lei e em cláusulas contratuais;
- Declarar de utilidade pública os bens necessários à execução do serviço ou obra pública, promovendo as desapropriações diretamente ou mediante outorga de poderes à concessionária;
- Declarar de necessidade ou utilidade pública, para fins de instituição de servidão administrativa, os bens necessários à execução de serviço ou obra pública, promovendo diretamente ou mediante outorga de poderes à concessionária.

2.2.3 Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE

Criada pela Lei 10.847, em 15 de outubro de 2004, a Empresa de Pesquisas Energéticas é diretamente vinculada ao MME. A EPE tem como finalidade realizar os estudos e pesquisas do setor energético, para servirem de subsídios para o planejamento do deste. Seus estudos abrangem campos como energia elétrica, petróleo, gás natural e eficiência energética.

As principais atribuições da EPE são, conforme Aguiar (2007):

- Realizar os estudos sobre a matriz energética nacional;
- Publicar o Balanço Energético Nacional;
- Levantar o potencial de reservas de recursos nacionais;
- Realizar estudos relacionados à otimização do uso dos potenciais hídricos;
- Dar suporte em questões associadas a partilha do potencial energético de rios partilhados com países vizinhos;
- Obter documentos como a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessária, relacionados à licitação de projetos em questão, no segmento de geração e transmissão de energia elétrica;
- Realizar os estudos de impactos ambientais, sociais, viabilidade técnico-econômica e socioambientais para projetos do setor de energia elétrica e fontes energéticas renováveis;
- Realizar os estudos para o plano diretor da implementação do uso do gás natural no Brasil;

- Realizar os estudos para promover o uso de fontes energéticas renováveis;
- Promover os estudos que servem de subsídios para a implementação de planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável e eficiência energética;
- Realizar estudos para promover, no mercado nacional, a oferta e modernização de equipamentos utilizados no setor energético.

2.2.4 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

No dia 9 de agosto de 2004, de acordo com o Decreto 5.175, foi constituído o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), entidade com a finalidade de supervisionar as atividades do setor elétrico, formado por representantes do governo e dos agentes do setor.

Entre os seus integrantes estão: quatro representantes do Ministério de Minas e Energia e os titulares das seguintes instituições: Agência Nacional de Energia Elétrica, Agência Nacional de Petróleo, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Empresa de Pesquisas Energéticas e Operador Nacional do Sistema.

Entre as competências atribuídas ao CMSE estão:

- Acompanhar as atividades dos segmentos de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados;
- Analisar as condições de atendimento em horizontes predeterminados, das atividades referentes ao item anterior;
- Realizar periodicamente análise de abastecimento e atendimento aos mercados de energia elétrica, petróleo e seus derivados e gás natural;
- Analisar e identificar as possíveis dificuldades de caráter técnico, econômico, ambiental, entre outras, que possam prejudicar o atendimento e a expansão dos mercados de energia elétrica, petróleo e seus derivados e gás natural;
- Apresentar proposta de correção ou modificações para situações decorrentes do exercício das atividades citadas, buscando preservar a saúde do abastecimento e o atendimento energético, encaminhando-se, sempre que necessário, ao Conselho Nacional de Política Energética.

2.2.5 Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel

Criada no dia 26 de dezembro de 1996, pela Lei 9.427, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) é uma autarquia vinculada ao MME, com personalidade jurídica e autonomia patrimonial, administrativa e financeira.

A Aneel tem como finalidade exercer a função de agente regulador e fiscalizador do setor elétrico brasileiro, de forma a promover condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva de maneira equilibrada para os atores e em benefício da sociedade.

Suas principais atribuições são, segundo Aneel (2015):

- Implementar as políticas e as diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- Promover, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Celebrar, gerir e fiscalizar os contratos de concessão e permissão de serviços públicos de energia elétrica, bem como as concessões de uso de bem público;
- Fazer cumprir a legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado;
- Estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, bem como as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de forma regulada e livre;
- Estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores livremente contratada;
- Elaborar o plano de outorgas, definir as diretrizes para os procedimentos licitatórios e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários

de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos.

2.2.6 Mercado Atacadista de Energia e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – MAE/CCEE

Criado no dia 17 de maio de 1998 pela Lei 9.648, o Mercado Atacadista de Energia (MAE) funcionou até janeiro de 2002 como ambiente virtual de compra e venda de energia e não possuía personalidade jurídica. Inicialmente trabalhava com uma divisão do mercado de energia elétrica em quatro submercados, mas, cumprindo o Decreto 4.562, de 31 de dezembro de 2002, passou a se dividir em apenas dois submercados. Esse modelo de divisão teve vida curta, e no ano de 2003 o governo federal revogou o Decreto 4.562, retornando o mercado a suas quatro subdivisões originais.

Durante certo período, o MAE gerou muitos conflitos de interesses no setor, exercendo uma espécie de “autorregulação”, e começou a comprometer a expansão da oferta de energia elétrica. Assim, no dia 24 de abril de 2002, a Medida Provisória 29, posteriormente convertida em Lei 10.433 em 24 de abril de 2002, autorizou a criação de uma personalidade jurídica para o MAE, submetendo-a à regulação da ANEEL.

No ano de 2004, o MAE foi extinto de acordo com a Lei 10.848/2004, sendo substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que teve sua atividade definida pelo Decreto 5.177 no dia 12 de agosto de 2004.

Entre as principais atividades da CCEE estão, segundo CCEE (2015):

- Implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
- Fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida;
- Realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da Aneel;
- Realizar leilões de Energia de Reserva, sob delegação da Aneel, e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões;
- Apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades;

- Servir como fórum para a discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, fazendo a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação.

2.2.7 Operador Nacional do Sistema – ONS

Criado no dia 27 de maio de 1998, por meio da Lei 9.648/1998, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é um agente de direito privado cujo objetivo é operar o Sistema Interligado Nacional e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

O ONS tem como missão institucional assegurar ao usuário do Sistema Interligado Nacional (SIN) a qualidade e a continuidade do suprimento de energia elétrica, de maneira mais econômica e eficiente. É o responsável pela coordenação do despacho do sistema hidrotérmico, pelo planejamento em tempo real da operação e intercâmbio de energia elétrica entre os quatro submercados do País, além de definir as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do País (FAGUNDES, 2005).

2.2.8 Eletrobras

Empresa de capital misto, controlada pelo governo, tem como missão ofertar e implementar soluções que atendam aos mercados nacional e internacional de energia elétrica, atuando com rentabilidade e responsabilidade social e ambiental. É a principal empresa estatal atuando no setor elétrico; opera de forma integrada, com políticas e diretrizes definidas pelo Conselho Superior do Sistema Eletrobras (Consise), formado pelos presidentes das empresas do grupo, que se reúne regularmente e dá suporte a programas estratégicos do governo.

A empresa funciona na forma de *holding*, que incorpora as empresas: I – Furnas Centrais Elétricas S.A.; II – Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf); III – Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE); IV – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte); V – Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul); VI – Eletrobras Termonuclear S.A. (Eletronuclear) (HEIDER, 2009).

2.2.9 Empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização

Entre as empresas ditas geradoras estão as empresas que obtêm concessão para prestação de serviço público de geração de energia elétrica, os produtores independentes e os autoprodutores de energia elétrica.

As empresas concessionárias obtêm direito de concessão de serviço público de geração, perante participação e vitória de licitação, de acordo com as normas e delegação da agência reguladora.

Os produtores independentes recebem concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a comercialização tanto em ambiente de contratação livre ou ambiente de contratação regulado. Além destes, existem os autoprodutores que recebem concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica para seu uso exclusivo, podendo vender o excedente de energia.

As empresas de transmissão de energia elétrica são aquelas que obtêm concessão do direito de explorar comercialmente, por meio de licitação pública e firmando contrato de prestação de serviço de transmissão (CPST), linhas do sistema de transmissão, sendo responsáveis pela expansão, manutenção e qualidade desse serviço.

As empresas distribuidoras são todas aquelas que atendem o mercado de consumidores cativos, atuam por meio de concessão ou permissão de prestação de serviço público de distribuição. São responsáveis pela manutenção, operação, expansão e qualidade dos sistemas de distribuição. As empresas de distribuição são obrigadas a projetar e contratar a demanda energética total do mercado cativo que atende.

Por fim, as comercializadoras são os agentes, reconhecidos pela CCEE, que compram e vendem, por meio de contratos bilaterais livremente negociados ou de leilões, o direito sobre o uso da energia elétrica. Podem atuar como agentes importadores e exportadores, recebendo licenças especiais para realizar intercâmbio de energia elétrica com países vizinhos.

2.2.10 Consumidores livres

Como explica Fagundes (2005), o Decreto 5.163, de 2004, alterado pelo Decreto 5.249, de 12 de agosto de 2004, define a figura do consumidor livre, aquele que, atendendo a determinados requisitos técnicos, opta pela livre contratação de energia elétrica. Por sua vez, consumidor potencialmente livre é conceituado como aquele que possui os requisitos para se tornar livre, mas escolhe a contratação no mercado cativo.

Os consumidores potencialmente livres, segundo Mayo (2012), são aqueles cuja demanda é igual ou superior a 3,0 MW, cuja tensão de conexão à rede seja igual ou superior a 69 kV. Para os consumidores conectados após 7 de julho de 1995 não se faz necessário o requisito de tensão.

Os consumidores livres especiais são aqueles que possuem uma demanda contratada igual ou superior a 500 kW (individual ou somatório de várias unidades), atendidos a qualquer nível de tensão. Tal consumidor pode negociar e contratar energia proveniente de fontes incentivadas, ou seja, proveniente de empreendimentos de usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas termelétricas a biomassa ou aterro sanitário e usinas solares, que possuam potencial de geração de até 30 MW.

2.1.11 Estrutura organizacional

Após sofrer as diversas modificações apontadas, visando criar um ambiente equilibrado com espaço para a atuação da iniciativa privada com as grandes empresas estatais, a estrutura organizacional do setor elétrico foi estabelecida seguindo uma ordem que vai da Presidência da República até as empresas que fiscalizam e gerenciam a operação do setor, com políticas elaboradas por meio do CNPE, implementadas e gerenciadas pelo MME e pela Aneel. Para garantir a eficácia de tais políticas, existem agentes específicos para planejamento, regulação, fiscalização e operação do setor elétrico. A figura 4 apresenta a estrutura desses agentes, bem como a ordem de subordinação.

Figura 4 – Estrutura organizacional no novo modelo do setor elétrico

Fonte: Cubeiros (2008)

2.3 Planejamento da operação do sistema hidrotérmico

Por definição, a formação do preço de curto prazo está diretamente vinculada ao custo marginal de operação (CMO). O CMO é o custo incorrido para atender o aumento incremental, expresso em R\$/MWh, da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), ou do submercado caso haja alguma restrição do sistema de transmissão. Diferente dos sistemas elétricos predominantemente termelétricos, onde o despacho ideal depende da capacidade de geração das usinas termelétricas e de seus respectivos custos de combustíveis, o SIN brasileiro tem seu despacho vinculado à estratégia de operação.

Ainda seguindo o dissertado por Vitorino (2011), tal estratégia precisa levar em consideração alguns fatores como: I – acoplamento temporal, decisão de usar água para gerar eletricidade hoje, limitando o potencial de geração hidrelétrica de amanhã; II – natureza estocástica, imprevisibilidade do comportamento das afluições futuras que dificulta a realização de projeções; III – grande porte do acoplamento espacial, onde a produção ou não de uma usina hidrelétrica interfere na da subsequente; IV – comportamento não linear, das funções que representam a produção hidrelétrica, bem como as de custo de operação das usinas termelétricas; V – usos múltiplos da água.

Portanto, uma das questões mais importantes abordadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) é a decisão de controle do despacho hidrelétrico. Segundo Ramos

(2009), um sistema elétrico hidrotérmico como o brasileiro apresenta característica de acoplamento temporal, por isso as decisões de despacho precisam ser tomadas levando em conta as consequências futuras de cada decisão. O sistema de tomadas de decisão precisa de algum modo internalizar as possíveis consequências de despacho termelétrico, considerando seus combustíveis, bem como o eventual déficit de energia.

A figura 5 apresenta o diagrama das consequências das tomadas de decisões de despacho em um sistema hidrotérmico. Quando o ONS decide utilizar as águas armazenadas nos reservatórios, duas coisas podem acontecer. Caso as afluições futuras sejam volumosas, não faltará água e o resultado da operação terá custos reduzidos; se as afluições forem baixas, faltará água e os custos de operação serão elevados em virtude do despacho de usinas termelétricas no futuro. Por outro lado, se o ONS opta por economizar água despachando mais usinas termelétricas, outros dois cenários podem sobrevir. Caso as afluições futuras sejam volumosas, os reservatórios vão se encher e será vertida água, o que representa em perda de água turbinável que não mais servirá para gerar energia elétrica; se as afluições forem baixas, a operação será adequada, pois a água reservada poderá ser usada para evitar o despacho de usinas termelétricas mais caras.

Figura 5 – Processo de tomada de decisão para sistemas hidrotérmicos

Fonte: Ramos (2013)

Segundo Mayo (2009), a máxima utilização do despacho hidrelétrico é a premissa mais econômica, pois minimiza os custos com combustíveis decorrentes dos despachos termelétricos, contudo esse caminho acarreta maiores riscos de déficits futuros, pois minimiza os níveis dos reservatórios. Em contrapartida, maximizar a

confiabilidade do sistema poupando água nos reservatórios resulta em altos custos imediatos, decorrentes do despacho termelétrico, além de aumentar os riscos de vertimento em períodos de alta afluência.

Em razão do acoplamento temporal do setor elétrico, é uma tarefa difícil e importante estimar os custos globais de operação do sistema, no presente e futuro. De acordo com Vitorino (2011), a dinâmica de tomada de decisão de operação pode ser traduzida pela função de custo total (FCT), que por sua vez pode ser decomposta em outras duas: a função de custo imediato (FCI) e a função de custo futuro (FCF). A FCI apresenta principalmente os benefícios do uso imediato de água para minimizar os custos de operação de curto prazo, em contrapartida a FCF apresenta o custo de oportunidade do armazenamento da água para uso em operação futura. A figura 6 mostra o comportamento da FCT, FCI e FCF.

Figura 6 – Minimização do Custo Total de Operação

Fonte: CCEE (2013)

Fica explicitado que uma operação que prioriza o uso imediato da água apresenta alto valor de FCF e baixo valor de FCI, e uma operação que priorize o armazenamento de água nos reservatórios apresenta baixo valor de FCF e alto valor de FCI. Contudo, é a FCT que demonstra que nem o uso demasiado nem o armazenamento

total representam a melhor decisão de operação. De acordo com Silva (2011), admitindo que a função de custo total é dada pela equação 1,

$$FCT = FCI + FCF \quad (\text{Eq. 1})$$

uma vez que o menor valor para esta é dado em seu menor ponto, ou seja, quando a sua derivada em função do volume final é nula, temos que:

$$\frac{\delta FCT}{\delta v} = \frac{\delta FCI}{\delta v} + \frac{\delta FCF}{\delta v} = 0 \quad (\text{Eq. 2})$$

Logo:

$$\frac{\delta FCI}{\delta v} = -\frac{\delta FCF}{\delta v} \quad (\text{Eq. 3})$$

Em que:

FCT : função de custo total

FCI : função de custo imediato

FCF : função de custo futuro

v : volume de armazenamento das hidrelétricas no final do período

Portanto, o ponto de operação que apresenta o menor valor global de operação do sistema hidrotérmico é aquele onde as derivadas da FCF e FCI se anulam, representando a posição de equilíbrio entre o uso dos benefícios presentes e futuros da água.

Uma vez tratada a questão do custo de oportunidade da água, é possível discutir o custo de operação do sistema. Para tal, segundo o trabalho de Palomino (2009), é desenvolvido um equacionamento que expressa o custo total da operação, pelo qual são determinados a operação ótima do sistema e o custo marginal de operação. Tal equacionamento leva em consideração os custos e limites de operação dos ativos de geração termelétrica, associados à função de custo futuro da água. De modo a exemplificar a dinâmica dos cálculos, conforme apresenta Aguiar (2009), a equação 4 expressa o menor custo de operação de um sistema hidrotérmico:

$$\min(CT) = \min \left(\sum_{j=1}^T C_{jt} \cdot G_{jt} + C_{def} \cdot Def \right) + \alpha' (v') \quad (\text{Eq. 4})$$

Onde:

$$v' = v(i) - u(i) - s(i) + a(i) + \sum_{m \in u(i)} [u(m) + s(m)] \quad ; i=1, 2, \dots, I \quad (\text{Eq. 5})$$

$$v(i) \leq v(i)_{\max} \quad ; i=1, 2, \dots, I \quad (\text{Eq. 6})$$

$$u(i) \leq u(i)_{\max} \quad ; i=1, 2, \dots, I \quad (\text{Eq. 7})$$

$$G_{jt} \leq G_{jt\max} \quad ; j=1, 2, \dots, T \quad (\text{Eq. 8})$$

$$D = \sum_{i=1}^I \varphi(i) \cdot u(i) + \sum_{j=1}^T G_{jt} \quad (\text{Eq. 9})$$

Em que:

CT: custo total de operação;

I: número total de hidrelétricas no sistema;

T: número total de termelétricas no sistema;

C_{def} : custo de déficit do sistema;

Def: déficit de energia do sistema;

C_{jt} : custo variável de operação o de cada gerador térmico j na etapa t;

G_{jt} : geração de energia pela termelétrica j na etapa t (variável de decisão);

$G_{jt\max}$: geração máxima de energia pela termelétrica j na etapa t;

$\alpha'(v')$: FCF; com v' : vetor de níveis de armazenamento em t+1;

$v(i)'$: volume armazenado na hidrelétrica i ao final da etapa t;

$v(i)$: volume armazenado na hidrelétrica i no início da etapa t;

$v(i)_{\max}$: volume de armazenamento máximo da hidrelétrica i;

$u(i)$: volume turbinado na hidrelétrica i no início da etapa t (variável de decisão);

$u(i)_{\max}$: capacidade máxima das turbinas da hidrelétrica i;

$s(i)$: volume vertido na hidrelétrica i durante a etapa t (variável de decisão);

$a(i)$: afluência lateral da hidrelétrica i durante a etapa t;

$m \in u(i)$: conjunto de usinas imediatamente a montante da hidrelétrica i ;

D : demanda de energia elétrica do sistema durante a etapa t ;

$\varphi(i)$: coeficiente de produção hidrelétrica i , em MWh/hm^3 ;

Uma vez definida a fórmula do custo total de operação, chama a atenção a variável de custo futuro da água. A função de custo futuro da água tem papel fundamental na tomada de decisão do operador, uma vez que introduz na problemática um critério de comparação entre a operação de usinas termelétricas e hidrelétricas. Enquanto todas as variáveis tratadas são previamente determinadas, o custo futuro da água é baseado em hipóteses e exige um ferramental adequado para ser estimado.

2.4 Modelos computacionais aplicados ao planejamento da operação

Entre os modelos matemáticos utilizados para elaborar a estratégia de operação do sistema elétrico brasileiro, daremos enfoque aos dois mais importantes na elaboração da função de custo futuro da água. Esses modelos são o Newave e o Decomp que, segundo o Manual do Usuário – Projeto Newave (2003), foram desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (Cepel) com a finalidade de determinar metas de geração das usinas para cada etapa do período de planejamento, visando atender a demanda com o menor custo total de operação. Além disso, a estratégia de operação deve ser calculada levando em consideração todas as possibilidades de combinações de níveis de reservatórios e tendências hidrológicas.

Elaborar um programa que modele o custo imediato de operação não é problema, pois este processa valores correntes que podem ser facilmente levantados. Contudo, estabelecer uma metodologia que trabalhe com variáveis futuras e incertas é um exercício mais complicado; logo, para este é elaborada uma programação computacional especial que trabalha a ciência de sistemas complexos.

Segundo Rodrigues (2009), para atender essa demanda, foi utilizado um modelo autorregressivo periódico de ordem p (PARP(p)). Esse modelo recorre a um histórico e adota as afluições futuras com uma análise dos últimos p meses. O problema é assim

adotado para levar em conta as diferenças sazonais entre os períodos do ano, e quando as tendências hidrológicas mudam de direção.

Como o apresentado por Vitorino (2011), o CMO, produto final do planejamento da operação, depende de certas variáveis para a sua formação. Assim, essas variáveis se tornam entradas dos modelos computacionais utilizados pelo planejador para operar o sistema. Tais variáveis são: I – energia hidráulica armazenada, representada pelo nível de armazenamento dos reservatórios; II – vazão afluente anterior, que reflete os registros hidrológicos no período que antecede a simulação da função de custo do sistema; III – previsão de carga; IV – expansão da oferta de geração e transmissão; V – limites de transmissão entre submercados; VI – custos de geração térmica, que traduz o custo de combustíveis; VII – disponibilidade de equipamentos de geração; e VIII – função de custo de déficit. Assim, o modelo processa essas variáveis e, como produto, realiza a expectativa de operação ótima do sistema, como ilustrado pela figura 7.

Figura 7 – O planejamento da operação eletroenergética

Fonte: Vitorino (2011)

De acordo com Rodrigues (2009), um algoritmo capaz de atender esse tipo de necessidade é o da Programação Dinâmica Estocástica (PDE). Tal algoritmo, preparado para representar um sistema não linear, é simples e de multiestágios, ideal para aplicar a equação do custo total de operação (1.4) e obter a FCF, processando estágio por estágio.

Segundo Kligerman (1992), para a programação dinâmica, um problema qualquer é dividido em estágios, e consiste em tomar a melhor decisão para cada uma dessas etapas, de acordo com cada situação (estado) em que se encontra. A tomada de

decisão eficiente depende do conhecimento de todas as possibilidades futuras e suas consequências. Para obter esse conhecimento, a programação realiza um estudo do futuro para o passado, das possibilidades, de maneira a satisfazer o “Princípio da Otimalidade de Bellman”. A tabela 5 contém os elementos existentes em um problema de programação dinâmica.

Tabela 5 – Elementos da programação dinâmica

Variável	Descrição
Estágio	Esta variável divide o problema em etapas, e em cada qual ocorrem modificações no sistema.
Estado	Variável que descreve o sistema em determinado estágio (para a operação do sistema elétrico, o estado é o vetor com o par de variáveis: energia armazenada ao final do estágio; e energia afluyente no decorrer do estágio).
Decisão	Variável que define o controle do sistema para o estágio em questão. A variável decisão é a responsável por determinar em que estado será encontrado o sistema no próximo estágio. A decisão é representada pelo vetor com as variáveis: geração hidrelétrica; e geração termelétrica.
Recursão	Esta é a equação que relaciona um estágio ao próximo, sendo regida pela variável de decisão. A recursão leva em consideração todas as alterações ocorridas no sistema, como a energia afluyente e o atendimento da carga.
Custo	É o custo decorrente da decisão de cada estágio, segundo a equação de custo de operação do sistema.
Trajectoria	É o resultado da decisão tomada em cada estágio, ao longo de todo o período do problema.
Objetivo	O objetivo da programação dinâmica é determinar, para cada estágio, a decisão que componha a trajetória de menor custo de operação para todo o período do problema.

Fonte: Kligerman (1992)

De acordo com a CCEE (2014), a programação aplicada ao planejamento da operação do SEB tem caráter estocástico. Isso significa que, como já foi discutido, recorre a dados históricos para construir uma previsão de cenários, e assim é chamada de programação dinâmica estocástica (PDE).

A Figura 8 mostra o diagrama das tomadas de decisões da programação dinâmica estocástica (composição das trajetórias), e nela podemos ver o comportamento das mudanças de estados, para cada decisão, em cada estágio. Ainda de acordo com o Treinamento Newave-Decomp (2014), o algoritmo da PDE repete inúmeras vezes o processo de tomada de decisões no sentido direto do diagrama (*forward*), para determinar a operação, e a aplicação da função de custo de operação do sistema (1.4) no

sentido inverso do diagrama (*backward*), para levantar a função de custo futuro em cada estado. Uma vez atingido o critério de parada, no caso aplicado à operação do SEB, esse critério é de convergência do custo de operação; cessa-se a operação e determina-se o custo marginal de operação do sistema.

Figura 8 – Evolução do armazenamento ao longo do período de planejamento

Fonte: Rodrigues (2009)

A PDE revelou-se uma ferramenta muito útil para representar sistemas não lineares. Trata-se de um importante recurso para representar o comportamento da natureza e ferramental para planejar a operação de um sistema elétrico dependente do regime pluvial e das afluências dos rios, como é o caso do SEB. Contudo, Siqueira (2003) expõe uma problemática que, ao trabalhar com um número muito grande de atores, passa a apresentar um volume elevado de variáveis e inviabiliza seu processamento em tempo hábil. Isso ocorre pois o número de estados é igual à combinação entre todas as possibilidades de variáveis, fazendo com que o número de estados cresça exponencialmente com o aumento delas.

É de conhecimento que no Brasil não trabalhamos apenas com um único reservatório. Segundo o ONS (2014), o sistema de geração hidrelétrica brasileiro

apresenta 70 usinas com reservatório em operação. Se a problemática for analisada levando em consideração que cada reservatório contém 100 níveis de armazenamento em cada estágio, e que o sistema é composto por dois reservatórios, o número de estados será a combinação entre todos os níveis de armazenamento dos reservatórios, ou seja, 10.000 combinações para um único estágio. Supondo agora que o sistema é composto por 10 reservatórios, trabalhando com os mesmos 100 níveis de armazenamento, as combinações chegam a 100.000.000.000.000.000.000 (cem bilhões de bilhões) de estados. Esse fato do crescimento exponencial do número de estados é conhecido como “maldição da dimensionalidade”. De acordo com Brandi (2011), faz-se necessário um modelo dinâmico semelhante ao PDE, mas com um número reduzido de variáveis.

Visando contornar a maldição da dimensionalidade, foi adotado um ferramental conhecido como programação dinâmica dual estocástica (PDDE). Conforme o Projeto NEWAVE (2003), a PDDE foi desenvolvida pelo pesquisador Mario Veiga, no ano de 1980, na época pertencente ao quadro de pesquisadores da Cepel. Diferenciado da PDE, a PDDE calcula a função de custo futuro da operação para um número pequeno de estados. Além dessa característica, a PDDE trabalha com algumas sequências de afluições sorteadas, baseadas em uma metodologia estatística.

De acordo com Ramos (2013), outra técnica aplicada à PDDE para reduzir os esforços computacionais é a utilização de reservatórios equivalentes. Assim, é elaborada uma única função englobando a geração total do sistema, no lugar de discriminar a capacidade de geração de cada usina. Além disso, também é considerado um único reservatório equivalente, em contrapartida aos reservatórios individuais. Essa metodologia é aplicada, mesmo que os reservatórios do submercado não sejam conectados hidrologicamente, apenas pelo sistema elétrico. A capacidade do reservatório equivalente é obtida por meio da operação em paralelo dos reservatórios, ou seja, a soma da capacidade dos reservatórios individuais e as afluições são agregadas em uma única, que recebe o nome de energia natural afluyente (ENA).

Ainda segundo o trabalho de Ramos (2013), as ENAs são divididas em duas parcelas: a parcela de energia controlável e a de energia fio d'água. A energia controlável representa toda a energia que pode ser armazenada nos reservatórios individuais, enquanto a energia fio d'água representa o volume das afluições que

passam pelas usinas a fio d'água, consequentemente não armazenável. Além do que já foi descrito, são levadas em consideração energias perdidas ao longo do processo, sendo elas a energia turbinável vertida e a energia evaporada. A figura 9 apresenta o esquema de um reservatório equivalente com suas variáveis consideradas.

Figura 9 – Representação de um reservatório equivalente.

Fonte: Ramos (2013)

Segundo Rodrigues (2009), existem algumas principais diferenças entre os modelos Newave e Decomp. O modelo Newave é desenvolvido para realizar um estudo de operação de médio e longo prazo, com horizonte maior ou igual a cinco anos e discretização de processamento mensal, além de possuir uma programação que utiliza a ferramenta dos reservatórios equivalentes, desconsiderando restrições operacionais e o acoplamento hidráulico. Assim como o Decomp, o Newave trabalha com uma representação do Sistema Interligado Nacional dividida em submercados, contudo, para submercados com regiões hidrologicamente distintas, faz-se necessário utilizar a representação de mais de um reservatório equivalente, aumentando os esforços computacionais.

O Modelo Decomp é direcionado ao planejamento do curto prazo, com horizontes menores que um ano. Possui discretização de processamento semanal, com a utilização de reservatórios individuais, o que melhora sua precisão, mas dificulta o

processamento. Esse modelo é desenvolvido para levar em conta as restrições operacionais e o acoplamento hidráulico.

2.5 Comercialização de energia elétrica no Brasil

O processo de comercialização de energia elétrica, no atual modelo institucional brasileiro, é definido segundo o Decreto 5.163/2004, que estabelece, para fins de comercialização, a existência do ACR e ACL. O primeiro trata-se de um segmento de mercado para compra e venda de energia entre agentes vendedores e distribuidores, precedidas de licitação, conforme as regras e procedimentos de comercialização específicos. Por seu turno, o ACL é o segmento de mercado para a compra e venda mediante contratos bilaterais, livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Para o exercício dessas atividades, é imprescindível que os agentes obedeçam algumas determinações, que serão apresentadas na sequência. Para os agentes vendedores, faz-se necessário o lastro para a venda de energia e potência, a fim de garantir integralmente os seus contratos. Os agentes de distribuição devem assegurar, por meio de contratos devidamente registrados na CCEE, aprovados, homologados e registrados na Aneel, quando necessário, o atendimento integral de energia e potência de seus mercados. Os consumidores que não suprirem suas demandas por energia e potência integralmente no mercado regulado, por meio de sua distribuidora local, devem garantir o atendimento de suas cargas mediante a geração própria, ou por meio de contratos bilaterais no ACL, devidamente registrados na CCEE.

Assim sendo, o sistema é organizado de tal forma que toda a demanda por energia e potência deve ser contratada e lastreada. O lastro de venda de energia é constituído pelos contratos de importação de energia elétrica, além das garantias físicas dos empreendimentos de geração, definidas pelo Ministério de Minas e Energia, correspondendo às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas aos empreendimentos de geração. As obrigações dos agentes, descritas nesse decreto, são aferidas pela CCEE, mensalmente. Quando constatados descumprimentos ou qualquer forma de insuficiência, os agentes responsáveis ficam sujeitos a penalidades, conforme

o previsto nas regras, convenções e procedimentos de comercialização de energia elétrica.

2.5.1 O Ambiente de Contratação Livre

Assim como dissertado por Silva (2011), o Ambiente de Contratação Livre (ACL) constitui o mercado no qual os geradores podem negociar com os consumidores energia elétrica livremente, sem restrições de quantidade ou preço. São figuras indispensáveis nesse ambiente os consumidores livres e os livres especiais, anteriormente definidos, além da figura do comercializador de energia, figura existente no modelo anterior, mas que acabou por ter suas atuações mais restringidas ao ACL.

Os mecanismos de comercialização no ACL apresentam certas diferenças quando comparados aos do ACR. Mayo (2012) explica que os contratos firmados no ACL apresentam períodos de fornecimento divididos em: I – operações de curto prazo, com fornecimento de até seis meses; II – operações de médio prazo, com fornecimento entre seis meses e três anos; e III – operações de longo prazo, com fornecimento superior a três anos. Entre as formas utilizadas pelos agentes para operar no ACL, frequentemente aparece o uso de mecanismos como os de leilões, que podem ser de compra ou venda, de balanço de carga (ou leilão de ajuste), frequentemente realizado no final de cada mês para acertar sobras ou déficits de energia dos agentes e negociações diretas entre os agentes (mercado de balcão).

Mensalmente a CCEE apresenta o preço de liquidação das diferenças (PLD), o qual é determinado para a liquidação dos excedentes de energia pelos agentes com sobra na CCEE, o que acaba por servir como referência para as negociações dos agentes no curto prazo. Dessa forma, os contratos de curto prazo são estabelecidos por um preço fixo, que acompanha as variações do PLD, ou até mesmo por preços vinculados ao próprio PLD, em que agentes celebram contratos com preços equivalentes ao PLD mais um prêmio. Assim, os agentes com sobras de energia aumentam seus ganhos, enquanto os agentes com déficit de energia evitam as penalidades às quais estão sujeitos no curto prazo. Em contrapartida, há a possibilidade de celebração de contratos a termo, instrumento pelo qual se negocia energia a ser entregue futuramente a preços prefixados. Pode haver sazonalização da entrega de acordo com o período do ano, bem

como modulação de acordo com o patamar de carga. Tais contratos favorecem os agentes ao reduzir sua exposição às oscilações do PLD e aos riscos da incerteza do custo da energia.

2.5.2 Preço de Liquidação das Diferenças

O PLD tem como propósito valorar os montantes de energia liquidados mensalmente na CCEE pelos agentes com excedentes energéticos. De acordo com Arnhold (2012), tanto o ONS para calcular o CMO quanto a CCEE para calcular o PLD utilizam os modelos computacionais Newave e Decomp, contudo existem diferenças na forma com que os dados são trabalhados em razão dos distintos propósitos. A CCEE recebe a base de dados utilizada pelo ONS para rodar os modelos, da qual se retiram as restrições elétricas internas aos submercados e a energia das usinas termelétricas que estejam em fase de teste no 1.º mês de operação do estudo. Posteriormente, roda-se mensalmente o Newave para obtenção da função de custo futuro, e com esta roda-se semanalmente o Decomp para finalmente determinar os PLDs semanais. No final do mês, é calculada a média dos PLDs e apresentado um PLD final, discriminado por patamar e submercado. A figura 10 apresenta o diagrama do procedimento de cálculo do PLD realizado pela CCEE.

Figura 10 – Diagrama do procedimento de cálculo do PLD utilizado pela CCEE.

Fonte: CCEE (2015)

Por definição, o PLD é o valor mais alto entre o CMO calculado pela CCEE, que representa o valor para entrada de operação da termelétrica incremental, e um teto definido pela Aneel. Januário (2007) explica que, tendo em vista a sistemática descrita, o PLD é um valor *ex ante*, por ser calculado antes da operação do sistema, e por isso não contempla as eventuais restrições reais de operação. Portanto, na prática surgem custos adicionais de operação que são captados e repassados aos agentes por meio dos encargos de serviço de sistema (ESS).

2.5.3 O Ambiente de Contratação Regulado

O Ambiente de Contratação Regulado (ACR) é o mercado pelo qual são negociados, por meio de leilões de compra e venda delegados a CCEE pela Aneel, energia elétrica entre as distribuidoras e os agentes vendedores. Tal ambiente opera por meio de um modelo de aprovisionamento competitivo por comprador único, ou seja, as distribuidoras informam o MME de suas demandas energéticas, as quais, associadas ao planejamento realizado pela EPE, constituem os montantes a serem licitados por meio dos leilões, e o mesmo é contratado coletivamente por intermédio de um comprador único (*pool*) e distribuído conforme o informado pelas distribuidoras (WALVIS, 2014). A figura 11 apresenta a estrutura de contratação de energia elétrica por meio do modelo de comprador único.

Figura 11 – Modelo de contratação através de comprador único.

Fonte: elaboração própria baseada em Mayo (2012).

Após os leilões, são celebrados múltiplos contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR) entre os vencedores e as distribuidoras participantes. Estes contratos têm como característica parâmetros de preço e prazo definidos, não cabendo aos agentes alteração deles.

Conforme o Decreto 5.163/2004, todo agente de distribuição deve contratar sua demanda energética por meio de leilões no ACR, sendo esses ofertantes de energia proveniente de empreendimentos novos ou existentes. Têm-se como empreendimentos novos aqueles que, na data da publicação dos editais dos respectivos leilões, não sejam detentores de permissão, concessão ou autorização, e os demais existentes objetos de expansão. Além destes, é previsto que, para atendimento das obrigações de contratação, a Aneel promova contratação de energia proveniente de fontes alternativas, independentemente da data de outorga destas.

Portanto, os leilões de energia no ACR, ao classificarem os empreendimentos entre os já em operação pelos leilões de energia existente, e os que ainda serão construídos, pelos leilões de energia nova, realizam uma divisão muito importante para o mercado, pois segregam os empreendimentos em diferentes estágios de amortização do capital investido. Os empreendimentos habilitados para os leilões de energia

existente, por já terem amortizado completamente seus investimentos iniciais, oferecem ao mercado uma energia significativamente mais barata que a negociada nos leilões e energia nova.

2.5.4 Leilões no Ambiente de Contratação Regulado

Os leilões para contratação de energia pelas distribuidoras no ACR podem ser divididos em quatro tipos, são eles (CCEE, 2015):

Leilões de energia existente: são os leilões voltados à contratação de energia de empreendimentos em operação, moldados para suprir a demanda de mercado atual, divididos em leilões A-1 e de ajuste. O primeiro tem como objetivo a reposição dos contratos de compra a vencer, nele são firmados contratos com duração de 3 a 15 anos de fornecimento, com início de atendimento no ano seguinte à contratação. O leilão de ajuste tem como fim complementar a contratação das distribuidoras, de maneira que ela possa suprir pequenos déficits de suprimento imediatamente antes do início do fornecimento. Para essa modalidade os contratos são limitados a 1% do mercado das distribuidoras, e tem duração de três meses a dois anos de fornecimento.

Leilões de energia nova: destinados a venda de energia proveniente de empreendimentos em fase de projeto, ou construção, os leilões de energia nova podem ser do tipo A-3 e A-5, ou seja, para início de fornecimento em três ou cinco anos a partir da contratação. Esses anos antes do início de fornecimento equivalem ao tempo necessário esperado para conclusão e entrada de operação dos novos empreendimentos. Os contratos firmados nessa modalidade de leilão têm como característica longos prazos de fornecimento; estes duram entre 15 e 30 anos, pois longos contratos podem representar um facilitador para os empreendedores conseguirem os altos financiamentos para os projetos e equivalem aos prazos de contratos de concessão ou outorga desses empreendimentos. Além destes, cabe separar os leilões de energia estruturante, dentro dos leilões de energia nova, pois estes correspondem aos empreendimentos considerados estratégicos, ou de interesse público, e são indicativos pelo CNPE.

Leilões de fontes alternativas: são os leilões em que se negocia energia proveniente de fontes consideradas alternativas, sendo elas as de empreendimentos de

geração eólica, pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas a biomassa, que se enquadram nas especificações estabelecidas pela Aneel. Os empreendimentos envolvidos nesses leilões podem ser existentes ou novos. Portanto, o início de fornecimento dos contratos varia entre 1 a 5 anos, dependendo do leilão. O período de fornecimento da energia contratada pode variar entre 10 e 30 anos.

Leilões de energia de reserva: esse modelo de contratação de energia, regulamentado pelo Decreto 6.353 de 2008, tem como finalidade contratar uma reserva de capacidade de geração, conforme o planejamento da EPE. Define-se como energia reserva aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN, devidamente contratada pela modalidade de leilão em questão. Tal energia é contratada tanto de empreendimentos novos quanto de empreendimentos existentes, desde que neste último contribua com acréscimo de garantia física ao SIN. Os geradores vencedores nessa modalidade de leilão celebram contratos de energia de reserva (CER), com duração máxima de 35 anos, sendo do tipo por quantidade ou disponibilidade. Os custos e despesas provenientes dessa contratação são rateados entre todos os consumidores, livres, cativos ou especiais livres, incluindo autoprodutores, e são cobrados pela CCEE por meio dos encargos de energia reserva (EER).

Assim sendo, a figura 12 apresenta a divisão entre os tipos de leilões realizados no ACR.

Figura 12 – Modalidades de leilão no âmbito do ACR.

Fonte: Walvis (2014).

2.5.5 Modalidades de contratos no ACR

Quando tratamos das modalidades de contratação de energia, encontramos duas formas que visam atender as necessidades específicas do setor de energia elétrica: as dos contratos por quantidade e disponibilidade. A primeira, modalidade mais convencional de contratação, já era amplamente utilizada antes da estruturação do atual modelo setorial, corresponde à negociação firmada entre as partes de certa quantidade de energia elétrica, sendo determinado por contrato o submercado de entrega desta. A grande particularidade dos contratos por quantidade é que, por se tratar da aquisição de quantidades predefinidas de energia a preço determinado, o risco hidrológico associado à matriz de geração hidrotérmica é completamente assumido pelo agente gerador.

Quanto à modalidade de contratação por disponibilidade, o objeto de negociação não é propriamente a energia, e sim o uso dos empreendimentos de geração. Assim, os geradores mantêm seu empreendimento disponível para geração, que entra em operação quando solicitado pelo ONS, sendo os custos da compra do combustível repassados para os consumidores. Nesse caso, os riscos hidrológicos e os bônus frutos de bons resultados são todos assumidos pelas distribuidoras contratantes.

O uso dessas duas modalidades de contratação em conjunto tem sua justificativa como ferramenta para viabilizar um sistema de geração em complementaridade hidrotérmica. A importância desse sistema pode ser observada ao compararmos dois cenários hipotéticos de geração, um puramente hidrelétrico e o outro hidrotérmico. No primeiro, os empreendimentos de geração são exclusivamente usinas hidrelétricas, que, pelo fato de a fonte de geração ser através da água, é mais barata. Nesse sistema os geradores celebram contratos de geração por quantidade, disputados nos leilões pelo menor preço de oferta. Sua grande desvantagem é que, em cenários hidrológicos desfavoráveis, a ausência de recursos energéticos (água) resulta em severos cortes de carga. Já o cenário de geração com complementaridade hidrotérmica trabalha com a contratação por quantidade de energia de empreendimentos hidrelétricos (energia mais barata) e a contratação de empreendimentos termelétricos (energia mais cara pois depende da compra de combustíveis) parte por quantidade, parte por disponibilidade. Nesse cenário a prioridade de geração é de empreendimentos mais baratos, contudo uma parcela de energia mais cara negociada por meio de contratos por disponibilidade fica ociosa, entrando em operação apenas em condições de baixa hidrologia, o que resulta

em uma operação mais cara, reduzindo, contudo, a necessidade do corte de cargas. Portanto, ficam evidentes os benefícios da contratação de uma parcela de usinas termelétricas, e, considerando que não existem restrições quanto a contratação de usinas termelétricas por quantidade, nem de hidrelétricas por disponibilidade, o motivo que faz necessária a modalidade de contratação por disponibilidade para usinas termelétricas é a incerteza em relação ao despacho delas. Assim sendo, nesse sistema idealizado de geração de energia elétrica, os investidores das termelétricas que operam apenas em períodos de baixa hidrologia não correm o risco de não ser remunerados pela baixa operação de seus empreendimentos, tampouco ser sobreonerados por um aumento repentino do preço dos combustíveis, cabendo apenas cuidar da manutenção e manter o empreendimento disponível para geração conforme o contratado.

Um aspecto importante para a contratação de energia, tanto para os contratos por quantidade quanto pelos contratos por disponibilidade, é a forma de tratamento das ofertas nos leilões. No caso da modalidade de contratação por quantidade, a disputa é feita por meio de ofertas de lotes a determinado preço, em que o vencedor é aquele que oferece o menor preço. Nesse caso, o vendedor apenas precisa apresentar um preço, em reais por megawatt-hora (R\$/MWh), que englobe todos os custos e riscos do empreendimento, incluindo a necessidade de recorrer à compra de energia no mercado de curto prazo.

Para possibilitar a operação de leilões e a contratação de energia por disponibilidade, a EPE elaborou uma metodologia de análise que coloca diferentes empreendimentos, com distintos custos fixos e variáveis, em uma mesma escala de comparação; essa metodologia é o Índice de Custo Benefício (ICB).

Segundo Ramos (2013), o ICB é um indicador que representa os custos globais de um empreendimento de geração, incluindo os custos de investimentos, custos socioambientais, custo com juros durante a fase de construção e os valores fixos de operação e manutenção (O&M), somados aos custos variáveis esperados de O&M, além dos valores esperados do custo econômico de operação no mercado de curto prazo. Assim sendo, o ICB sintetiza para cada empreendimento de geração a razão entre os custos e os benefícios que eles oferecem ao sistema elétrico. Tendo em vista que uma das principais diretrizes da expansão e operação do SIN é o atendimento da demanda incorrendo nos menores custos globais, são priorizadas as contratações de

empreendimentos com menor ICB, uma vez que eles incidem em menor custo para maior incremento de potência. O ICB, conforme apresentado pela EPE (2015), é definido pela equação 10.

$$ICB = \frac{RF}{8760 \cdot QL} + \frac{COP + CEC}{8760 \cdot GF} \quad (\text{Eq. 10})$$

Onde:

RF: é a receita fixa do empreendimento, relativa a quantidade de lotes ofertada para o ACR, em reais por ano (R\$/ano);

COP: Custo de Operação;

CEC: Custo Econômico de Curto Prazo;

QL: é a quantidade de lotes (de no mínimo 1 MWmédio) ofertados para o ACR, limitados a garantia física do empreendimento;

GF: é a garantia física (energia assegurada em MWmédio) do empreendimento.

Podemos observar que o equacionamento do ICB é dividido em duas parcelas, uma se relaciona aos custos fixos, a outra aos custos variáveis do empreendimento. A parcela fixa, determinada pela RF e expressa em reais por ano (R\$/ano), deve contemplar os custos de amortização do investimento, os gastos com O&M fixos, custos de conexão à rede, tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, além dos custos referentes a geração dentro da parcela de inflexibilidade da planta, ou seja, custos da geração mínima obrigatória para manter o empreendimento em operação.

Quanto à parcela variável, suas principais componentes são o custo de operação (COP) e o custo econômico de curto prazo (CEC). Portanto, o COP é um parâmetro calculado em função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor e que determinam as condições de despacho. Essa parcela é expressa em reais por ano (R\$/ano), e está determinada conforme o apresentado pela equação 11.

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c COP_{c,m}}{m \cdot c} \cdot 12 \quad (\text{Eq. 11})$$

Sendo:

$$COP_{c,m} = CV \cdot (Gera_{c,m} - Inflex_m) \cdot nhoras_m \quad (\text{Eq. 12})$$

Onde:

CV : é o custo variável unitário da usina termelétrica, em reais por megawatt-hora (R\$/MWh);

$Gera_{c,m}$: é a geração da usina termelétrica em cada mês (m), para cada possível cenário (c), em MWmédio;

$Inflex_m$: é o nível de inflexibilidade de despacho (ou geração mínima obrigatória) da usina termelétrica, para cada mês (m), em MWmédio;

$nhoras_m$: é o número de horas do mês em questão.

m: é o índice de cada mês, variando de 1 a 12;

c: é o índice de cada cenário hidrológico, variando de 1 a 2000.

O CEC é um valor, também expresso em reais por ano (R\$/ano), resultante da diferença entre os valores esperados de despacho e a garantia física (GF) do empreendimento. Essa variável corresponde ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, tendo como referência o CMO, e com base no nível de inflexibilidade e nos custos de O&M variáveis declarados pelo empreendedor. Vale ressaltar que o CEC pode resultar em valores negativos, uma vez que a garantia física das usinas pode ser inferior à sua capacidade de geração máxima. Dessa forma, o CEC está expresso conforme o apresentado pela equação 13.

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c CEC_{c,m}}{m \cdot c} \cdot 12 \quad (\text{Eq. 13})$$

Sendo:

$$CEC_{c,m} = CMO_{s,c,m} \cdot (GF - Gera_{c,m}) \cdot nhoras_m \quad (\text{Eq. 14})$$

Onde:

CMO : é o custo marginal de operação acusado pelo modelo computacional para cada mês (R\$/MWh)

GF : é a garantia física do empreendimento declarada para o ACR (MW);

$Gera_{c,m}$: é a geração da usina termelétrica em cada mês (m), para cada possível cenário (c), em MW médio;

$nhoras_m$: é o número de horas do mês em questão.

m: é o índice de cada mês, variando de 1 a 12;

c: é o índice de cada cenário hidrológico, variando de 1 a 2000.

2.6 Breve resumo da evolução setorial e considerações finais do capítulo 2

O presente capítulo buscou tratar dos aspectos históricos, normativos e teóricos que servem como fundamento para discussão da questão da contratação de energia elétrica no Brasil. Para isso, percorreu em cinco partes referentes aos aspectos: (i) da estruturação institucional do setor elétrico; (ii) dos agentes envolvidos; (iii) do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico; (iv) dos modelos computacionais envolvidos no planejamento; e (v) da comercialização da energia elétrica.

Na primeira parte, que tratou da história dos avanços institucionais no setor elétrico, bem como da regulação deste, observou-se que a regulação setorial em energia elétrica é bastante recente no Brasil. Ela se inicia pelo ano de 1985, quando o setor elétrico ainda era controlado predominantemente por empresas estatais, tendo sido precipitada por uma conjuntura que sinalizava uma necessidade de pesados investimentos setoriais. Dando sequência, o capítulo passa: (i) pela aprovação da Lei 8.631 de 1993, que colocava fim à remuneração garantida; (ii) pela Lei 8.987 de 1995, conhecida por normatizar as concessões no País; e (iii) pela Lei 9.074 de 1995, que, além de ampliar o tempo de concessão das empresas geradoras, criava a figura do *produtor independente de energia* e dos *consumidores livres e consumidores especiais*. Em particular, as Leis 8.631/1993 e 9.074/1995 ficaram conhecidas por possibilitarem o início do processo de privatizações aplicado a empresas do setor elétrico.

No período de 1996 iniciou-se o projeto RE-SEB, que mudava a estruturação institucional do setor elétrico buscando atender as seguintes premissas: (i) assegurar a eficiência econômica do setor elétrico; (ii) assegurar que o setor elétrico recebesse os investimentos necessários para garantir a expansão adequada infraestrutura e oferta dele; (iii) fortalecer o órgão regulador; e (iv) reduzir o risco para os investidores. Esse

projeto alterou a estrutura do setor elétrico, promovendo sua desverticalização e segmentação. Nos anos seguintes foram criadas a Lei 9.427, em 1996, que instituía a Aneel, e a Lei 9.648, em 1998, que criava as figuras do MAE e do ONS. Assim, o projeto RE-SEB ficou conhecido por sustentar o modelo institucional do setor em três pilares: I – regulação onde possível, referente ao modelo aplicado aos segmentos de geração e comercialização; II – regulação onde necessário, referente ao modelo aplicado aos segmentos de transmissão e distribuição; e III – garantia da expansão e prevalência do capital privado.

O ano de 2001 foi marcado por uma profunda crise hidroenergética. Tal circunstância levou o governo federal a criar a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico e a Câmara da Gestão da Crise de Energia Elétrica. Com a finalidade de levantar as principais causas conjunturais responsáveis pelo desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica no País, o trabalho dessas recém-criadas instituições no tocante à abordagem da crise resultou no conhecido Relatório Kelmann. No mesmo ano foram elaborados o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e o Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica, que determinaram, entre outras ações, a redução de 20% na demanda de energia elétrica no País.

Em sequência, o capítulo tratou a questão do Acordo Geral do Setor Elétrico. Conforme visto, tal acordo veio socorrer as empresas que enfrentaram fortes prejuízos ao longo da crise de 2001. Naquele contexto, o governo optou por assegurar 80% das perdas das empresas distribuidoras por meio de empréstimos via BNDES.

No ano de 2002, foram criadas a Lei 10.438 e a Lei 10.604, que normatizavam os leilões como forma de negociação das energias excedentes dos geradores públicos. Já no ano seguinte, em 2003, com a mudança na Presidência da República, o setor elétrico foi novamente reformado resultando naquele que ficou conhecido como “Novíssimo Modelo” institucional, cujo objetivo era atender as seguintes premissas: I – promover a modicidade tarifária, estimulando a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; II – garantir a segurança no suprimento de energia elétrica; e III – promover a inserção social, por meio de programas de universalização. Tal modelo ainda reestruturava o setor elétrico de forma a incentivar a convivência entre os mercados competitivo e regulado, e, para essa finalidade, dividiu o ambiente de contratação em ACR e ACL. Para finalizar as inserções oriundas no escopo do

Novíssimo Modelo, em 2004 foi promulgada a Lei 10.847, que criava a figura da EPE como agente planejador.

Logo, o capítulo encerra o levantamento dos avanços estruturais pelos quais foi formado o atual arcabouço regulatório-institucional do setor elétrico brasileiro (SEB). Em sequência, foram apontados os principais agentes integrantes do SEB, bem como suas características e obrigações, sendo eles: o Conselho Nacional de Política Energética, o Ministério de Minas e Energia, a Empresa de Pesquisas Energéticas, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, a Agência Nacional de Energia Elétrica, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, o Operador Nacional do Sistema, a Eletrobras, as empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, e os consumidores livres e livres especiais.

Em seguida, o capítulo tratou da questão do planejamento da operação hidrotérmica, característico do Brasil. Nesse contexto, foram discutidos os principais critérios para a tomada de decisão da operação que delibera entre operar mais ou menos usinas termelétricas, em detrimento de usinas hidrelétricas. Tal sistemática de tomada de decisão deve procurar o menor custo de operação, e este será consequência de um alinhamento da operação com as condições hidrológicas futuras, pois o acionamento inadequado das hidrelétricas pode resultar em falta de reservas ou em vertimentos futuros da água de seus reservatórios.

Outra questão relacionada à operação do sistema hidrotérmico, discutida no capítulo, referiu-se ao uso de modelos matemáticos para determinar o custo de oportunidade da água e nortear a operação. A programação dinâmica estocástica foi apresentada como possível solução para a questão da tomada de decisão, porém, em razão de problemas relacionados aos grandes esforços computacionais, conforme visto, a programação dinâmica dual estocástica se mostrou como alternativa mais adequada.

A última parte do capítulo está voltada para a questão das formas de comercialização da energia elétrica no Brasil. Nela são descritas as características dos dois ambientes de contratação, sendo que no ACL são firmados contratos livremente entre as partes, que têm flexibilidade para desenvolver produtos específicos, de acordo com as necessidades dos envolvidos. No ACR, por seu turno, a forma de contratação é por meio de leilões, com o uso do modelo de comprador único, de forma que são

sinalizadas previamente as demandas por energia elétrica das distribuidoras e promovidos leilões nos quais os geradores vendem para um *pool*, celebrando contratos bilaterais com todas as distribuidoras participantes.

Também foram descritos os tipos de leilões promovidos no ACR, de acordo com suas características, divididos em: Leilões de Energia Nova, Leilões de Energia Existente, Leilões de Fontes Alternativas e Leilões de Energia Reserva. Ademais, tais leilões podem ser classificados conforme a data de início de fornecimento dos produtos, sendo segmentados em leilões A-5, A-3, A-1 e leilões de ajuste.

Outro ponto de importância tratado neste capítulo foi a questão das modalidades de contratação, as quais são divididas em duas para os contratos celebrados no ACR. A primeira e mais antiga é a dos contratos de *fornecimento por quantidade*, pela qual o vendedor se compromete a fornecer volumes de energia ao longo do período por determinado preço, e a falha em gerar essa energia implicaria a necessidade de contratação de lastro pelo vendedor.

A segunda modalidade empregada é a dos contratos de *fornecimento por disponibilidade*, na qual o gerador se compromete a oferecer capacidade de geração em troca de uma receita fixa, com a obrigação de gerar quando solicitado, recebendo uma receita variável adicional nesse momento. Conforme visto, uma questão muito importante para viabilizar os contratos por disponibilidade é a de comparar e classificar as ofertas de diferentes empreendimentos nos leilões, uma vez que parâmetros distintos de *receita fixa* e de *custos variáveis* implicariam diferentes operações e em diversificados resultados econômicos. Para lidar com essa questão, a EPE desenvolveu o *Índice de Custo Benefício*, indicador numérico que incorpora os custos fixos, custos de operação e custos de transações econômicas de cada empreendimento, estabelecendo um critério de classificação comum para diferentes tipos de empreendimentos. A análise das implicações da utilização desse Índice será realizada mais adiante neste trabalho.

3. ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS LEILÕES PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE NOVOS EMPREENDIMENTOS, ENTRE OS ANOS DE 2005 E 2015

O Capítulo 3 desta dissertação está voltado a tratar dos resultados das contratações nos leilões para energia de novos empreendimentos, a partir do 1.º Leilão de Energia Nova em 2005 até o momento de conclusão deste trabalho, em dezembro de 2015. Sua abordagem visa a apresentar quais foram esses leilões, quais os montantes de energia contratados, bem como quais os valores comerciais médios das transações realizadas. Tais resultados são expostos simultaneamente com uma breve exposição das condições hidrológicas de cada ano analisado, de sorte que tais condições servem como um indicador para contextualizar a situação hidroenergética em cada momento da análise dos leilões.

Por fim, é realizada uma breve análise da política de contratação ao longo do período estudado (2005-2015). Uma atenção especial é dada para as contratações de energia provenientes de empreendimentos termelétricos, de sorte que estas servirão como referência para a análise sobre a política de expansão da oferta de energia elétrica apresentada em seguida, no Capítulo 4.

3.1 Resultado dos leilões e breve panorama hidroenergético

O ano de 2001 foi muito marcante no tocante ao setor elétrico. Fatores como a falta de investimentos e uma baixa sequência hidrológica levaram a uma crise energética, que resultou na redução de 20% no consumo de energia elétrica. Portanto, o período entre os anos de 2001 e 2004 representou uma etapa de recuperação dos níveis dos reservatórios do SIN. Apesar de apresentar afluências inferiores à *média de longo termo* (MLT), a operação do SIN, nesses anos, caminhou para uma estabilização do nível dos reservatórios. A tabela 6 aponta os níveis de armazenamento no sistema para o período entre os anos de 2001 e 2004.

Tabela 6 – Armazenamento dos reservatórios entre os anos de 2001 e 2004, em MW/mês

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2001	92,9	94,4	95,1	88,2	81,4	79,5	74,7	64,2	54,9	55,2	56,2	75,6
2002	115,7	150,7	164,4	162,0	161,1	152,8	139,3	124,7	114,9	98,34	90,8	96,4
2003	133,9	159,1	171,6	174,7	177,9	170,3	156,6	136,3	113,1	90,5	79,7	87,7
2004	118,9	165,5	194,8	209,7	215,2	214,9	212,3	194,0	171,4	160,8	151,4	160,4

Fonte: ONS (2015).

No ano de 2005 aconteceu o 1.º Leilão de Energia Nova, em 16 de dezembro de 2005, e apresentou produtos com início de fornecimento divididos entre os anos 2008, 2009 e 2010. Nele foi negociada a geração de energia de empreendimentos hidroelétricos e termelétricos, proveniente de fontes alternativas e convencionais.

Assim sendo, foi contratado o montante de 3.284,0 MW_{méd}, onde 69,37% proveniente de empreendimentos termelétricos. O ano de 2005 faz parte de uma sequência de anos que representam esforços para recuperação da crise energética de 2001, em termos de contratação, um período no qual foi acentuada a contratação de energia de empreendimentos termelétricos. A tabela 7 apresenta o resultado dos leilões para contratação da energia de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2005.

Tabela 7 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2005

Fonte de geração	Hidráulica	Gás natural	Biomassa	Óleos derivados do petróleo	Carvão mineral	Total
Contratação no 1.º LEN	1.006,0 MW _{méd} (30,63%)	1.391,0 MW _{méd} (42,36%)	97,0 MW _{méd} (2,95%)	244,0 MW _{méd} (7,43%)	546,0 MW _{méd} (16,63%)	3.284,0 MW _{méd} (100%)

Fonte: CCEE (2015).

Entre os custos envolvidos no 1.º LEN, foram contratados 1.006,0 MW_{méd} de energia proveniente de empreendimentos hidrelétricos, a um valor médio de R\$ 114,43/MWh; os demais 2.278,0 MW_{méd} provenientes de empreendimentos termelétricos apresentaram ICB médio na ordem de R\$ 127,18/MWh, e receita fixa anual de R\$ 1.483.211.328,72.

Do ponto de vista de armazenamento de energia no SIN, 2005 apresentou excelentes marcas, imediatamente posterior ao ano de 2004, que foi caracterizado por um excelente regime hidrológico, chegando a 133 %MLT em julho, na região

Sudeste/Centro-Oeste, e mantendo melhores marcas que os anos anteriores. No ano de 2005 os reservatórios chegaram a armazenar mais de 200.000 MW/mês entre março e julho. A figura 13 apresenta a situação dos níveis de reservatório no ano de 2005.

Figura 13 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2005.

Fonte: ONS (2015)

Em 2006 ocorreram dois leilões para contratação de energia proveniente de novos empreendimentos e empreendimentos antigos em expansão: o 2.º Leilão de Energia Nova, no dia 29 de junho de 2006, e o 3.º Leilão de Energia Nova, no dia 10 de outubro de 2005. O fornecimento de energia neles negociada iniciou-se em 1.º de janeiro de 2009.

Nesses dois leilões foi negociado um total de 2.786,0 MWméd, dos quais 43% são provenientes de empreendimentos termelétricos, montante mais modesto se comparado ao ano anterior. A tabela 8 apresenta o resultado dos leilões para contratação da energia de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2006.

Tabela 8 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2006

Fonte de geração	Hidráulica	Gás natural	Biomassa	Óleos derivados do petróleo	Resíduos sólidos urbanos	Total
Contratação no 2º LEN	1.028,0	10,0	32,0	602,0	10,0	1.682,0
	MWméd	MWméd	MWméd	MWméd	MWméd	MWméd
	(61,13%)	(0,59%)	(1,9%)	(35,79%)	(0,59%)	(100%)
Contratação no 3º LEN	569,0	200,0	61,0	274,0		1.104,0
	MWméd	MWméd	MWméd	MWméd	*	MWméd
	(51,54%)	(18,12%)	(5,52%)	(24,82%)		(100%)

Fonte: CCEE (2015)

*Não apresentou contratação de energia.

Entre os custos envolvidos no 2.º LEN, foram contratados 1.028,0 MW_{méd} de energia provenientes de empreendimentos hidrelétricos, a um valor médio de R\$ 126,77/MWh, além de 654,0 MW_{méd}, provenientes de empreendimentos termelétricos, que apresentaram ICB médio na ordem de R\$ 132,39/MWh e receita fixa anual de R\$ 393.080.131,91. No 3.º LEN, foram contratados 569,0 MW_{méd} de energia provenientes de empreendimentos hidrelétricos, a um valor médio de R\$ 120,86/MWh, além de 535,0 MW_{méd}, provenientes de empreendimentos termelétricos, que apresentaram ICB médio na ordem de R\$ 137,44/MWh e receita fixa anual de R\$ 459.212.353,91.

Para o ano de 2006, houve uma leve redução nos regimes hidrológicos que, não obstante, manteve uma marca acima de 100% MLT na maior parte do ano, como o verificado para a região Sudeste/Centro-Oeste. Ademais, os reservatórios mantiveram-se com bons níveis semelhantes ao do ano anterior, totalizando reservas maiores a 200.000 MW/mês na primeira metade do ano. A figura 14 apresenta a situação dos níveis de reservatório no ano de 2006.

Figura 14 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2006.

Fonte: ONS (2015)

No ano de 2007, além do 4.º Leilão de Energia Nova, realizado no dia 26 de julho, e do 5.º Leilão de Energia Nova, ocorrido no dia 16 de outubro, aconteceu o 1.º Leilão de Fontes Alternativas, no dia 18 de junho. Tais leilões estabeleceram o início de fornecimento no ano de 2010, no caso do 1.º LFA; o ano de 2012, no caso do 5.º LEN; e produtos, tanto para o ano de 2010 quanto para o ano de 2012, no caso do 4.º LEN.

Além desses, realizou-se um leilão estruturante, exclusivo para a contratação da energia da UHE Santo Antônio.

No 1.º LFA, houve destaque para a contratação de energia proveniente de empreendimentos a biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Além disso, observa-se uma substancial contratação de empreendimentos de geração termelétrica a óleo derivado de petróleo, totalizando 1.620,0 MW_{méd}, em outros termos, 57,98% de toda a contratação de energia nova no ano, com exceção a energia negociada de Santo Antônio. Nesse ano aconteceu o leilão de energia estruturante, de venda da energia da usina hidrelétrica de Santo Antônio, pelo qual foi negociado um montante de 2.218,0 MW_{méd}. A tabela 9 apresenta o resultado dos leilões para contratação da energia de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2007.

Tabela 9 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2007

Fonte de geração	Hidráulica	Gás natural	Biomassa	Óleos derivados do petróleo	Carvão	Total
Contratação no 4.º LEN	*	*	*	1.304,0 MW _{méd} (100%)	*	1.304,0 MW _{méd} (100%)
Contratação no 5.º LEN	715,0 MW _{méd} (30,93%)	351,0 MW _{méd} (15,18%)	*	316,0 MW _{méd} (13,67%)	930,0 MW _{méd} (40,22%)	2.312,0 MW _{méd} (100%)
Contratação no 1.º LFA	46,0 MW _{méd} (24,73%)	*	140,0 MW _{méd} (75,27%)	*	*	186,0 MW _{méd} (100%)
Contratação no leilão estruturante UHE Sto. Antônio	2.218,0 MW _{méd} (100%)	*	*	*	*	2.218,0 MW _{méd} (100%)

Fonte: CCEE (2015)

*Não apresentou contratação de energia.

O resultado do 4.º LEN foi uma contratação exclusiva de energia proveniente de empreendimentos termelétricos a óleos derivados do petróleo, totalizando um montante de 1.304,0 MW_{méd}, negociado a um ICB médio de R\$ 134,67/MWh e apresentando uma receita fixa anual, somando R\$ 727.621.567,37. No 5.º LEN, houve a contratação de 715,0 MW_{méd} de energia proveniente de empreendimentos hidrelétricos, a um valor médio de R\$ 129,14/MWh, também foi negociado o montante de 1.597,0 MW_{méd} de empreendimentos termelétricos, a um ICB médio da ordem de R\$ 128,37/MWh e apresentando o valor de receita fixa anual total de R\$ 987.610.761,72. Quanto ao 1.º

LFA, foram negociados 46 MW_{méd} provenientes de PCHs a um valor médio de R\$ 134,99/MWh, além de 140,0 MW_{méd} provenientes de termelétricas a biomassa, apresentando um ICB médio da ordem de R\$ 138,85/MWh e receita fixa anual total de R\$ 171.176.612,79.

O regime hidrológico do ano de 2007, apesar de ter apresentado marcas menores que as do ano de 2006, teve um relevante aumento de afluência para os meses de janeiro e fevereiro na região Sudeste/Centro-Oeste, com afluências maiores que 150% MLT. Esse aumento representou um início de ano operativo com reservas maiores que a dos anos anteriores, apesar de uma ligeira redução de nível em dezembro, em relação a dezembro de 2006. A figura 15 apresenta a situação dos níveis de reservatório no ano de 2007.

Figura 15 – Volume de armazenamento no SIN, no ano de 2007.

Fonte: NOS (2015)

É importante ressaltar um acontecimento de relevante impacto ocorrido nesse período. O grupo Bertin, que iniciava suas operações no setor de energia elétrica, por meio da Bertin Energia, venceu com 23 empreendimentos os 5.º LEN, 6.º LEN e 7.º LEN, o montante de energia contratada totalizava 2.795,5 MW_{méd}. Contudo, 16 desses empreendimentos já estão com suas permissões revogadas, e os demais encontram-se em situação de atraso. Assim, essa energia que nunca iniciou o fornecimento afetou o planejamento de expansão e acarretou prejuízo para os consumidores (ANEEL, 2015).

No ano de 2008 aconteceram quatro leilões para contratação de energia de novos empreendimentos: o 6.º Leilão de Energia Nova, no dia 17 de setembro; o 7.º Leilão de

Energia Nova, no dia 30 de setembro; e o 1.º Leilão de Energia Reserva, no dia 14 de agosto; além de um leilão estruturante para a contratação da energia da usina UHE Jirau, que ocorreu no dia 9 de maio. Tanto o 7.º LEN quanto o leilão estruturante de Jirau estabeleceram início de fornecimento para o ano de 2013, enquanto o 6.º LEN determinou para o ano de 2011, e o 1.º LER indicava produtos com início de fornecimento nos anos de 2009 e 2010.

O 6.º LEN e o 7.º LEN apresentaram contratação majoritária de empreendimentos a óleos derivados de petróleo, totalizando 2.801,0 MW_{méd}, o que corresponde a 67% da energia contratada nesses leilões. As contratações de geradores hidrelétricos ficaram por conta, parte por uma pequena parcela contratada no 7.º LEN, e o restante por meio do leilão estruturante da usina hidrelétrica de Jirau, totalizando o montante de 1.975,3 MW_{méd}. Além destes, o 1.º LER resultou em uma contratação exclusiva de empreendimentos geradores a biomassa, negociando um total de 1.321,0 MW_{méd}. A tabela 10 aponta o resultado dos leilões para contratação da energia de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2008.

Tabela 10 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2008

Fonte de geração	Hidráulica	Gás natural	Biomassa	Óleos derivados do petróleo	Carvão	Total
Contratação no 6.º LEN	*	265,0 MW _{méd} (25,63%)	*	811,0 MW _{méd} (75,37%)	*	1.076,0 MW _{méd} (100%)
Contratação no 7.º LEN	121,0 MW _{méd} (3,87%)	703,0 MW _{méd} (22,50%)	35,0 MW _{méd} (1,12%)	1.990,0 MW _{méd} (63,68%)	276,0 MW _{méd} (8,83%)	3.125,0 MW _{méd} (100%)
Contratação no 1º LER	*	*	1.321,0 MW _{méd} (100%)	*	*	1.321,0 MW _{méd} (100%)
Contratação no leilão estruturante UHE Jirau	1.975,3 MW _{méd} (100%)	*	*	*	*	1.975,3 MW _{méd} (100%)

Fonte: CCEE (2015)

*Não apresentou contratação de energia.

Excepcionalmente para o 1.º LER, o ICB foi substituído pelo Índice de Classificação do Empreendimento (ICE) como critério de classificação dos empreendimentos. Segundo EPE (2008), o ICE pode ser calculado conforme a equação 15:

$$ICE = \frac{RF}{Q_c} + K \quad (\text{Eq. 15})$$

e

$$RAV = \left(\sum_c \frac{\left[\frac{\sum_m G_{m,c} \cdot PLD_{m,c} \cdot H_m}{N_m} \right]}{N_c} \right) \quad (\text{Eq. 16})$$

Onde:

RF: receita fixa anual (R\$/ano)

Qc: energia ofertada (MWh)

K: razão entre a Receita Anual Variável (RAV) e a energia anual correspondente à Garantia Física (GF) $\rightarrow K = RAV / (GF \times 8760h)$

G_{m,c}: produção esperada no mês “m” e no cenário hidrológico “c” (MW médio)

PLD_{m,c}: preço da energia no mercado de curto prazo no mês “m” e no cenário hidrológico “c” (R\$/MWh)

H_m: número de horas do mês “m”

N_m: número de meses (horizonte da simulação)

N_c: número de cenários hidrológicos simulados

Portanto, o ICE é dividido em duas parcelas: a primeira é composta pela relação entre as receitas fixas e a energia ofertada, enquanto a parcela seguinte relaciona a geração total esperada ao longo do ano de estudo, ao pelo PLD esperado no mesmo período, estabelecendo uma relação de valor da geração. Segundo a EPE, o uso do ICE em virtude do ICB foi justificado pela diferença da forma de contratação do empreendimento negociado no 1.º LER, e a energia aqui contratada não é utilizada pelas distribuidoras para atender suas demandas, em vez disso, é toda negociada no mercado de curto prazo.

Em suma, as contratações no 6.º LEN foram todas realizadas com geradores termelétricos, totalizando o montante de 1.076,0 MW_{méd}, negociado a um ICB médio de R\$ 128,42/MWh e receita fixa anual totalizando R\$ 593.230.186,89. O 7.º LEN apresentou contratação de 121,0 MW_{méd} de energia provenientes de empreendimentos hidrelétricos, ao valor de R\$ 98,98/MWh. Também foi negociado nele o montante de 3.004,0 MW_{méd} de empreendimentos termelétricos, a um ICB médio de R\$ 145,23/MWh, apresentando o valor de receita fixa anual total de R\$ 2.181.319.485,60. Quanto ao 1.º LER, foram negociados 1.321,0 MW_{méd} provenientes de empreendimentos a biomassa, com um ICE médio de R\$ 58,84/MWh. Contudo, em

razão das dificuldades de obtenção de pareceres de acesso junto às distribuidoras, apenas 548,0 MW_{méd} foram efetivamente contratados.

O ano de 2008 teve uma redução de afluência no período de janeiro e fevereiro, se comparado ao mesmo período de 2009, porém manteve suas médias no subsistema Sudeste/Centro-Oeste bastante próximas a 100 %MLT ao longo do ano, condição de regularidade hidrológica que perduraria num horizonte de quatro anos. Os volumes armazenados no final de cada mês apresentaram ligeiras reduções em comparação aos do ano anterior. A figura 16 mostra a situação dos níveis de reservatório no ano de 2008.

Figura 16 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2008

Fonte: ONS (2015)

No ano de 2009, ocorreram dois leilões para contratação de energia de novos empreendimentos: o 8.º Leilão de Energia Nova, no dia 27 de agosto, e o 2.º Leilão de Energia Reserva, no dia 14 de dezembro, ambos com início de suprimento para o ano de 2012. Também estava programado para acontecer o 9.º Leilão de Energia Nova, mas foi cancelado.

Apesar da redução na contratação dos leilões, o ano de 2009 apresentou um grande diferencial na contratação de energia de empreendimentos eólicos. Os contratos com geradores eólicos somaram 753,0 MW_{méd}, totalizando 98,56% da contratação em leilões para novos empreendimentos no ano, além de mais 11,0 MW_{méd} provenientes da PCH Rio Bonito e da UTE Codora. A tabela 11 aponta o resultado dos leilões para

contratação da energia de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2009.

Tabela 11 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2009

Fonte de geração	Hidráulica	Biomassa	Eólica	Total
Contratação no 8.º LEN	1,0 MW _{méd} (9,09%)	10,0 MW _{méd} (90,91%)	*	11,0 MW _{méd} (100%)
Contratação no 2.º LER	*	*	753,0 MW _{méd} (100%)	753,0 MW _{méd} (100%)

Fonte: CCEE (2015)

O 2.º LER apresentou mudanças na metodologia de classificação dos empreendimentos, em relação aos leilões anteriores. Conforme explica Rego (2012), foi empregado no 2.º LER o uso do Preço Equivalente (PEQ) no lugar do ICB ou do ICE, que constitui o preço do lance em reais por megawatt-hora (R\$/MWh), conforme representação na equação 17.

$$PEQ = \frac{RF}{QL \cdot 8760} \quad (17)$$

Onde:

RF: Receita fixa anual, em reais por ano (R\$/ano)

QL: Quantidade de lotes ofertados, sendo cada lote 1 MW_{méd}

O resultado do 8.º LEN foi a contratação de 1 MW_{méd} proveniente da PCH Rio Bonito, a um preço de R\$144,00/Mwh, além de 10 MW_{méd} provenientes da UTE Codora, a um ICB igual a R\$144,60/MWh e receita fixa anual de R\$ 12.844.496,15. A contratação no 2.º LER foi integralmente de empreendimentos eólicos, a um PEQ médio de R\$ 148,39/MWh e com receita fixa anual total de R\$ 132.015.960,00.

O ano de 2009 apresentou uma hidrologia bastante favorável para o sistema, mantendo nível de afluência superior a 100% MLT na maior parte do ano, com exceção dos meses de janeiro e março, no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, condição que refletiu positivamente nos níveis de armazenamento do sistema, que apresentaram melhores níveis que no ano anterior. A figura 17 indica a situação dos níveis de reservatório no ano de 2009.

Figura 17 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2009.

Fonte: ONS (2015)

No ano de 2010 foram realizados o 10.º Leilão de Energia Nova, o 11.º Leilão de Energia Nova e o Leilão Estruturante da UHE Belo Monte, sendo todos com início de fornecimento no ano de 2015, além do 2.º Leilão de Fontes Alternativas, com início de fornecimento no ano de 2013, e 3.º Leilão de Energia Reserva, com produtos para início de fornecimento nos anos de 2011, 2012 e 2013.

Um fator relevante é que a totalidade de contratos firmados por meio desses leilões ocorreu com empreendimentos de geração a fontes renováveis de energia, com grande destaque para usinas eólicas, das quais foi contratado um montante total de 899,0 MW_{méd}, ou seja, 35,17% do total negociado de novos empreendimentos, com exceção da energia contratada da UHE Belo Monte. A tabela 12 mostra o resultado dos leilões para contratação da energia de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2010.

Tabela 12 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2010

Fonte de geração	Hidráulica	Biomassa	Eólica	Total
Contratação no 10.º LEN	327,0 MWmé (100%)	*	*	327,0 MWmé (100%)
Contratação no 11.º LEN	968,0 MWmé (100%)	*	*	968,0 MWmé (100%)
Contratação no 3.º LER	21,7 MWmé (3,00%)	445,9 MWmé (61,70%)	255,10 MWmé (35,30%)	722,7 MWmé (100%)
Contratação no 2.º LFA	48,1 MWmé (6,73%)	22,3 MWmé (3,12%)	643,9 MWmé (90,15%)	714,3 MWmé (100%)
Contratação no leilão estruturante UHE Belo Monte	3.199,7 MWmé (100%)	*	*	3.199,7 MWmé (100%)

Fonte: CCEE (2015)

*Não apresentou contratação de energia.

O resultado do 10.º LEN foi a contratação de 327,0 MWmé com geradores hidrelétricos, a um preço de R\$ 99,48/MWh, enquanto no 11.º LEN foram contratados 968,0 MWmé, também de empreendimentos hidrelétricos, a um preço de R\$ 67,31/MWh. No 3.º LER foram contratados 21,7 MWmé provenientes de empreendimentos hidrelétricos a um preço médio de R\$ 130,73/MWh, 445,9 MWmé provenientes de empreendimentos termelétrico a biomassa, a um preço médio de R\$ 145,64/MWh, e 255,10 MWmé provenientes de empreendimentos eólicos, a um preço médio de R\$ 122,69/MWh. O 2.º LFA apresentou a contratação de 7.143,0 MWmé, majoritária de energia de empreendimentos eólicos, com um PEQ médio de R\$ 134,23/MWh, mais uma parcela de energia hidrelétrica a um preço médio de R\$ 146,99/MWh. Além destes, o Leilão Estruturante da UHE Belo Monte resultou na contratação de 3.199,7 MWmé, ao preço de R\$ 77,97/MWh.

O regime hidrológico do ano de 2010 foi bastante regular no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, mantendo afluências próximas a 100% MLT. Apesar dos baixos registros de afluência nos subsistemas Norte e Nordeste, os volumes de armazenamento no SIN mantiveram-se acima de 200.000 MW/mês na primeira metade do ano, chegando a um valor mínimo de 119.000 MW/mês no mês de novembro. A figura 18 apresenta o nível de reservatórios o SIN no ano de 2010.

Figura 18 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2010.

Fonte: ONS (2015)

No ano de 2011 ocorreram três leilões para contratação de energia de novos empreendimentos: o 12.º Leilão de Energia Nova, no dia 17 de agosto; o 4.º Leilão de Energia Reserva, no dia 18 de agosto, ambos com início de fornecimento para o ano de 2014, e o 13.º Leilão de Energia Nova, no dia 20 de dezembro, com início de fornecimento para o ano de 2016.

A política de contratação desses leilões se manteve focada na contratação de energias renováveis, incrementando a participação de usinas eólicas, cuja participação resultou em contratos de 1.284,5 MWméd, somente no ano de 2011. No que toca à contratação de fontes não renováveis, apenas dois empreendimentos foram contratados, cuja participação foi expressiva: a UTE Maranhão III e a UTE Baixada Fluminense, que juntas corresponderam à contratação de 866,0 MWméd, de energia proveniente de gás natural. A tabela 13 apresenta o resultado dos leilões para contratação da energia de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2011.

Tabela 13 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2011

Fonte de geração	Hidráulica	Gás natural	Biomassa	Eólica	Total
Contratação no 12.º LEN	209,3 MWmé (13,56%)	866,4 MWmé (56,12%)	58,1 MWmé (3,76%)	410 MWmé (26,56%)	1.543,8 MWmé (100%)
Contratação no 13.º LEN	81,8 MWmé (14,74%)	*	21,0 MWmé (3,78%)	452,4 MWmé (81,48%)	555,2 MWmé (100%)
Contratação no 4.º LER	*	*	38,3 MWmé (8,32%)	422,1 MWmé (91,68%)	460,4 MWmé (100%)

Fonte: CCEE (2015)

*Não apresentou contratação de energia.

O 12.º LEN resultou na contratação de 1.543,0 MWmé, dos quais 209,3 MWmé são referentes a energia da ampliação da UHE de Jirau, negociados a R\$ 102,0/MWh, enquanto o restante é concernente a empreendimentos termelétricos e eólicos, negociados a um ICB médio de R\$ 102,10/MWh e com receita fixa anual total de R\$ 936.440.732,69. Quanto ao 13.º LEN, teve montante total de contratação igual a 555,2 MWmé, dos quais 81,8 MWmé correspondem a energia da UHE São Roque, negociada a um valor de R\$ 91,2/MWh, enquanto a energia restante é proveniente de empreendimentos termelétricos e eólicos, negociados a um ICB médio de R\$ 105,02/MWh e com receita fixa anual total de R\$ 446.104.203,84. Além destes, o 4.º LER resultou na contratação de 460,4 MWmé, provenientes de empreendimentos de geração termelétricos e eólicos, negociados a um valor médio de R\$ 99,61/MWh.

No ano de 2011 o regime hidrológico foi favorável ao sistema. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste as afluições se mantiveram maiores que 100% MLT na maior parte do ano, chegando a 158% MLT no mês de março. O resultado foi um bom nível de energia armazenada, com reservatórios alcançando 249.313 MW/mês em abril. A figura 19 mostra a situação dos níveis de reservatório no ano de 2011.

Figura 19 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2011.

Fonte: ONS (2015)

No ano de 2012, esperava-se ocorrerem dois leilões para a contratação da energia de novos empreendimentos, o 14.º Leilão de Energia Nova e o 15.º Leilão de Energia Nova. Contudo, o 14.º LEN foi cancelado, acontecendo apenas o 15.º LEN, no dia 14 de dezembro, com início de fornecimento para o ano de 2017. Nesse leilão foi contratada a energia de empreendimentos hidrelétricos e eólicos, totalizando o montante de 302,2 MW_{méd}. A tabela 14 apresenta o resultado dos leilões para contratação da energia de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2012.

Tabela 14 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2012

Fonte de geração	Hidráulica	Eólica	Total
Contratação no 15.º LEN	150,6 MW _{méd} (49,83%)	151,6 MW _{méd} (50,17%)	302,2 MW _{méd} (100%)

Fonte: CCEE (2015)

O resultado do 15.º LEN foi a contratação de 151,0 MW_{méd} proveniente de empreendimentos hidrelétricos, negociados a um preço médio de R\$ 93,46/MWh, além de 151,6 MW_{méd} provenientes de empreendimentos eólicos, a um ICB médio de R\$ 87,94/MWh e com receita fixa anual total de R\$ 119.487.431,48.

No que toca à hidrologia, o ano de 2012 não foi muito favorável para o sistema, atingindo marcas de afluência no subsistema Sudeste/Centro-Oeste de até 65% MLT em dezembro. Esse ano demarcou o final de uma série de anos com boas afluências, e o reflexo foi imediato para o SIN, que apresentou a operação com níveis de

armazenamento inferior aos ocorridos nos anos anteriores. A figura 20 demonstra a situação dos níveis de reservatório no ano de 2012.

Figura 20 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2012

Fonte: ONS (2015)

No ano de 2013 foram realizados quatro leilões para contratação de energia de novos empreendimentos: o 5.º Leilão de Energia Nova, no dia 23 de agosto e com início de fornecimento para o ano de 2015; o 16.º Leilão de Energia Nova; e o 18.º Leilão de Energia Nova, nos dias 29 de agosto e 13 de dezembro, respectivamente, ambos com início de fornecimento para o ano de 2018; e o 17.º Leilão de Energia Nova, realizado no dia 18 de novembro e com início de fornecimento para o ano de 2016. Esse grupo de leilões apresentou contratação exclusiva de energia proveniente de fontes renováveis, com grande destaque para a contratação de energia eólica que totalizou 1.997,6 MWméd, ou seja, 60,56% de toda a contratação. A tabela 15 mostra o resultado dos leilões para contratação da energia de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2013.

Tabela 15 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2013

Fonte de geração	Hidráulica	Eólica	Biomassa	Total
Contratação no 5.º LER	*	675,5 MWméd (100%)	*	675,5 MWméd (100%)
Contratação no 16.º LEN	316 MWméd (45,74%)	*	374,8 MWméd (54,26%)	690,8 MWméd (100%)
Contratação no 17.º LEN	*	332,5 MWméd (100%)	*	332,5 MWméd (100%)
Contratação no 18.º LEN	525,7 MWméd (32,87%)	989,6 MWméd (61,87%)	84,2 MWméd (5,26%)	1.599,5 MWméd (100%)

Fonte: CCEE (2015)

*Não apresentou contratação de energia.

O 5.º LER e o 17.º LEN resultaram na contratação de um total de 1.007,5 MW_{méd}, provenientes de empreendimentos eólicos, a um preço médio de R\$ 110,51/MWh no 5.º LER, e ICB médio de R\$ 124,43/MWh, com receita fixa anual total de R\$ 372.311.628,40 no 17.º LEN. O 16.º LEN teve a contratação de um montante de 316 MW_{méd} provenientes de empreendimentos hidrelétricos, a um preço médio de R\$ 114,48/MWh, e 374,8 MW_{méd} provenientes de termelétricas a biomassa, a um ICB médio de R\$ 135,58/MWh e receita fixa anual total de R\$ 378.680.560,54. Enquanto o 18.º LEN resultou na contratação de 525,7 MW_{méd} provenientes de empreendimentos hidrelétricos, a um preço médio de R\$95,40/MWh, e na contratação de mais 1.073,8 MW_{méd} provenientes de empreendimentos termelétricos a biomassa e eólicos, a um ICB médio de R\$ 133,75/MWh e receita fixa anual total de R\$ 95.613.438,94, para os empreendimentos termelétricos a biomassa, e a um ICB médio de R\$ 119,03/MWh, e receita fixa anual total de R\$ 713.973.219,06 para os empreendimentos eólicos.

O regime hidrológico do ano de 2013 se manteve semelhante ao do ano anterior, e, apesar de apresentar para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste um nível de afluência de 150% MLT em junho, suas marcas foram ligeiramente inferiores a 100% MLT ao longo do ano, atingindo o mínimo de 82% MLT no mês de novembro. Contudo, aconteceu uma substancial redução nos níveis de armazenamento do SIN, atingindo nível máximo de 182.189 MW/mês em junho, não ultrapassando em nenhum mês a marca de 200.000 MW/mês, em contraste com níveis de armazenamento de até 249.313 MW/mês no ano operativo de 2011. A figura 21 indica a situação dos níveis de reservatório no ano de 2013.

Figura 21 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2013.

Fonte: ONS (2015)

No ano de 2014 aconteceram o 19.º Leilão de Energia Nova, o 20.º Leilão de Energia Nova e o 6.º Leilão de Energia Reserva. O 19.º LEN ocorreu no dia 6 junho, e tem início de fornecimento para o ano 2017; o 20.º LEN se deu no dia 20 de novembro, e tem início de fornecimento para o ano 2019; enquanto o 6.º LER realizou-se no dia 31 de outubro, com início de fornecimento para o ano de 2017.

Logo, os três leilões totalizam um montante de 3.673,0 MW_{méd} de contratação, majoritariamente de empreendimentos de geração com fontes renováveis, com exceção da energia da UTE Pampa Sul, cujo combustível é carvão mineral. Um destaque do ano de 2014 está na contratação de energia proveniente de empreendimentos solares, que, apesar da pequena participação, totalizando 202,1 MW_{méd} (5,5% da contratação total), representou um avanço na contratação de energias alternativas. A tabela 16 aponta o resultado dos leilões para contratação da energia de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2014.

Tabela 16 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2014

Fonte de geração	Hidráulica	Solar	Carvão mineral	Gás natural	Eólica	Biomassa	Total
Contratação no 19.º LEN	129,6 MW _{méd} (32,79%)	*	*	*	265,6 MW _{méd} (67,21%)	*	395,2 MW _{méd} (100%)
Contratação no 20.º LEN	23,7 MW _{méd} (0,86%)	*	294,5 MW _{méd} (10,74%)	1.699,5 MW _{méd} (61,97%)	415,1 MW _{méd} (15,14%)	309,7 MW _{méd} (11,29%)	2.742,5 MW _{méd} (100%)
Contratação no 6.º LER	*	202,1 MW _{méd} (37,75%)	*	*	333,2 MW _{méd} (62,25%)	*	535,3 MW _{méd} (100%)

Fonte: CCEE (2015)

*Não apresentou contratação de energia.

O 19.º LEN resultou na contratação de 129,6 MW_{méd} provenientes da UHE Santo Antônio, a um preço de R\$ 121,00/MWh, além de 266,0 MW_{méd} provenientes de empreendimentos eólicos, a um ICB médio de R\$ 129,97/MWh. Quanto ao 20.º LEN, resultou na contratação de 23,7 MW_{méd} provenientes de empreendimentos hidrelétricos, a um preço médio de R\$ 161,89/MWh, além de mais 2.303,8 MW_{méd} provenientes de empreendimentos termelétricos, a um ICB médio de R\$ 205,19/MWh e receita fixa anual total de R\$ 2.959.348.812,28, e 415,0 MW_{méd} provenientes de empreendimentos eólicos, a um ICB médio de R\$ 136,00/MWh e receita fixa anual total de R\$ 510.758.268,43. Além destes, o 6.º LER resultou na contratação exclusiva de

empreendimentos eólicos e solares, sendo 333,0 MW_{méd} contratados com usinas eólicas, ao preço médio de R\$ 142,34/MWh, e mais 202,1 MW_{méd} contratados com usinas solares, ao preço médio de R\$ 215,12/MWh.

No ano de 2014 os níveis de afluência no SIN decaíram ainda mais, aprofundando as dificuldades na operação e iniciando um período de crise energética, que perduraria durante todo o ano de 2015. Em fevereiro de 2014, em pleno período úmido, os níveis de afluência chegaram ao mínimo de 38,18% MLT no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. O resultado foi uma operação do SIN com marcas de armazenamento inferiores a 120.000 MW/mês, ao longo de todo o ano. A figura 22 apresenta o nível de reservatórios do SIN no ano de 2014.

Figura 22 – Volume de armazenamento do SIN, no ano de 2014.

Fonte: ONS (2015)

Em virtude das grandes dificuldades hidrológicas, que perduravam desde o ano de 2014, simultaneamente ao elevado preço do mercado de curto prazo, no início do ano de 2015 muitas distribuidoras se encontravam sem lastro para honrar todos os seus contratos. Tais condições estabeleceram uma situação de urgência de contratação de energia elétrica, e dessa forma, desencadearam uma série de esforços para celebração de novos contratos por meio de leilões no ACR. Assim sendo, aconteceram seis leilões para contratação de energia de novos empreendimentos, sendo eles o 3.º Leilão de Fontes Alternativas, o 21.º Leilão de Energia Nova, o 22.º Leilão de Energia Nova, o 7.º Leilão de Energia Reserva, o 8.º Leilão de Energia Reserva e o 9.º Leilão de Energia Reserva.

Os leilões foram realizados da seguinte forma: o 21.º LEN, no dia 30 de abril, com início de fornecimento para o ano de 2020; o 22.º LEN, no dia 21 de agosto, com início de fornecimento para o ano de 2018; o 3.º LFA, no dia 27 de abril, com produtos para início de fornecimento nos anos de 2016 e 2017; o 7.º LER, no dia 28 de agosto, com início de fornecimento para o ano de 2017; além do 8.º LER, que aconteceu no dia 13 de novembro, e com início de fornecimento para o ano de 2018. Contudo, no dia 3 de março ocorreu o 9.º LER, mas ele não resultou em negociações. O resultado desses leilões foi a contratação de um montante total 2.297,2 MWmé. A tabela 17 apresenta o resultado dos leilões para contratação da energia de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2015.

Tabela 17 – Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos em expansão, no ano de 2015

Fonte de geração	Hidráulica	Solar	Gás natural	Eólica	Biomassa	Total
Contratação no 3.º LFA	*	*	*	29,7 MWmé (30,65%)	67,2 MWmé (69,35%)	96,9 MWmé (100%)
Contratação no 21.º LEN	201,1 MWmé (17,54%)	*	867,0 MWmé (75,61%)	*	78,5 MWmé (6,85%)	1.146,6 MWmé (100%)
Contratação no 22.º LEN	33,1 MWmé (10,53%)	*	22,7 MWmé (7,22%)	237,8 MWmé (75,66%)	20,7 MWmé (6,59%)	314,3 MWmé (100%)
Contratação no 7.º LER	*	231,5 MWmé (100%)	*	*	*	231,5 MWmé (100%)
Contratação no 8.º LER	*	245,3 MWmé (48,3%)	*	262,6 MWmé (51,7%)	*	507,9 MWmé (100%)

Fonte: CCEE (2015)

*Não apresentou contratação de energia.

Em suma, o 3.º LFA apresentou um montante total de contratação de 96,9 MWmé, das quais 67,0 MWmé foram provenientes de termelétricas a biomassa, a um ICB médio de R\$ 209,91/MWh e receita fixa anual total de R\$ 128.940.532,95, além de mais 30,0 MWmé provenientes de empreendimentos eólicos, a um ICB médio de R\$ 177,47/MWh e receita fixa anual total de R\$ 46.627.515,91.

O 21.º LEN resultou na contratação de 201,1 MWmé provenientes de empreendimentos hidrelétricos, a um preço médio de R\$ 183,66/MWh, e mais 945,5 MWmé provenientes de empreendimentos termelétricos, a um ICB médio de R\$

278,46/MWh e receita fixa anual total de R\$ 1.388.466.737,92, enquanto o 22.º LEN resultou na contratação de 33,1 MW_{méd} provenientes de empreendimentos hidrelétricos, a um preço médio de R\$ 205,01/MWh, de 43,4 MW_{méd} provenientes de empreendimentos termelétricos, a um ICB médio de R\$ 212,75/MWh e receita fixa anual total de R\$ 62.878.486,97, além de 237,8 MW_{méd} provenientes de empreendimentos eólicos, a um ICB médio de R\$ 181,14/MWh e receita fixa anual total de R\$ 390.019.751,16.

Quanto aos leilões de energia reserva, o 7.º LER apresentou contratação exclusiva de energia proveniente de empreendimentos solares, a um preço médio de R\$ 301,79/MWh, enquanto o 8.º LER resultou na contratação de 245,3 MW_{méd} provenientes de empreendimentos eólicos, a um preço médio de R\$ 203,46/MWh, e 245,3 MW_{méd} provenientes de empreendimentos solares, a um preço médio de R\$ 297,75/MWh.

O resultado hidrológico para o período de 2015 foi bastante crítico, com início do regime de afluência mínima no subsistema Sudeste/Centro-Oeste de 38,05% Média de Longo Termo (%MLT) em janeiro, mantendo marcas inferiores a 100% MLT na maior parte do ano, e apresentando marca máximo de 133,92% MLT no mês de julho. A figura 23 mostra o regime hidrológico de afluências no ano de 2015, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Figura 23 – Níveis de afluência no subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o ano de 2015.

Fonte: ONS (2015)

O resultado das fracas afluências ao longo de 2015 foi uma operação com baixos níveis de reservatórios, além de uma alta operação termelétrica, pois elas foram despachadas ao longo do ano para suprir o déficit de geração hidrelétrica. Os níveis de armazenamento atingiram um mínimo de 60.068 MW/mês no mês de janeiro, e máximo de 118.978 MW/mês em julho. A figura 24 apresenta a situação dos níveis de reservatório no ano de 2015.

Figura 24 – Volume de armazenamento do SIN, ao longo do ano de 2015.

Fonte: ONS (2015)

Portanto, conduziu-se a contratação de energia de novos empreendimentos no ACR. No que toca à contratação das termelétricas a óleos derivados do petróleo, percebe-se a concentração dos contratos firmados nos anos entre 2005 e 2008

totalizando 5.541 MW_{méd}. Os contratos de termelétricas a gás natural mantiveram-se frequentes ao longo do horizonte, e, apesar de não terem sido realizados em todos os anos, o montante total de contratação foi da ordem de 7.375,6 MW_{méd}.

No tocante à contratação de fontes alternativas, houve admissão de termelétricas a biomassa em todo o horizonte, com exceção dos anos de 2012 e 2014, e com ápice de contratação no ano de 2008, totalizando uma contratação de 2.907 MW_{méd}. Os contratos com empreendimentos eólicos começaram a partir do ano de 2009, totalizando um montante de 6.629,7 MW_{méd}, enquanto os com empreendimentos solares iniciaram apenas a partir do ano de 2014, totalizando um montante de 678,9 MW_{méd}. A contratação de energia proveniente de empreendimentos termelétricos a carvão mineral totalizou um montante de 2.046,5 MW_{méd}, e aconteceu principalmente nos anos de 2005 e 2007. A fonte de energia com maior montante contratada foi a hídrica, principalmente pelos leilões de energia estruturantes, totalizando um volume de 13.914,7 MW_{méd}.

A figura 25 demonstra o avanço das contratações no período do ano de 2005 até 2015, celebrados por meio dos leilões de energia nova, de energia reserva e de fontes alternativas no ACR.

Figura 25 – Volume de contratação de energia elétrica de novos empreendimentos e empreendimentos em expansão, discriminado por fonte, entre 2005 e 2015.

Fonte: elaboração própria

Ao discriminar apenas a contratação de energia de empreendimentos de geração termelétricos, é possível observar que o maior volume de energia contratada concentra-se nos anos entre 2005 e 2008. Nesse período, as figuras do carvão mineral e dos óleos derivados do petróleo representam as fontes de energia de maior participação, totalizando 56,5% das termelétricas contratadas até 2008. Após esse ano, a contratação de termelétricas é quase que totalizada por empreendimentos a gás natural e biomassa. A figura 26 aponta a distribuição das fontes de energia das termelétricas contratadas entre os anos de 2005 e 2015.

Figura 26 – Distribuição das fontes de energia contratadas por meio das UTEs, nos leilões para contratação de energia de novos empreendimentos e empreendimentos em expansão, entre 2005 e 2015.

Fonte: elaboração própria

Nos anos entre 2008 e 2015, o carvão mineral e os óleos derivados do petróleo praticamente desaparecem dos leilões de contratação de energia de novos empreendimentos, com exceção de 294,5 MW_{méd} contratados de empreendimentos a carvão mineral no ano de 2014. Ao longo de todo o período de estudo a fonte de geração termelétrica de maior participação nos contratos foi o gás natural, totalizando um montante de 7.375,6 MW_{méd}, enquanto a biomassa foi a fonte mais recorrente de contratação ao longo dos anos, resultado do emprego de leilões exclusivos para esta, que representa um recurso estratégico para a matriz em virtude de estar associado a outro setor da economia, o sucroalcooleiro. A figura 27 mostra a contratação de energia de empreendimentos termelétricos por fonte ao longo dos anos de 2005 e 2015.

Figura 27 – Volume de contratação de energia elétrica de novos empreendimentos e empreendimentos em expansão por meio das UTEs, discriminado por fonte, entre 2005 e 2015.

Fonte: elaboração própria

Quanto aos leilões em que foi contratada energia proveniente de empreendimento a óleos derivados do petróleo e a gás natural, eles apresentaram ICB médios que variaram entre R\$ 102,1/MWh e R\$ 145,23/MWh, com exceção dos leilões realizados nos anos de 2014 e 2015. Em razão da crise hídrica e do alto preço da energia, os leilões ocorridos nesses anos apresentaram ICBs médios mais elevados, chegando a R\$ 278,46/MWh no 21.º LEN. A tabela 18 aponta o resultado de contratação de energia proveniente de novos empreendimentos termelétricos a gás natural e óleos derivados do petróleo, bem como o ICB médio praticado em cada leilão.

Tabela 18 – Resultado de contratação das UTEs a óleos derivados do petróleo e a gás natural, entre 2005 e 2015

Leilão	Ano	Energia contratada (MW méd)		ICB médio (R\$/MWh)
		Óleos derivados do petróleo	Gás natural	
1º LEN	2005	244,0	2.391,0	127,18
2º LEN	2006	602,0	10,0	132,39
3º LEN	2006	274,0	200,0	137,44
4º LEN	2007	1.304,0	**	134,67
5º LEN	2007	316,0	351,0	129,14
6º LEN	2008	811,0	265,0	128,42
7º LEN	2008	1.990,0	703,0	145,23
12º LEN	2011	*	866,4	102,1
20º LEN	2014	*	1.699,5	205,19
21º LEN	2015	*	867	278,46
22º LEN	2015	*	22,7	212,75

*Não houve contratação de UTE a óleos derivados do petróleo

**Não houve contratação de UTE a gás natural

Fonte: elaboração própria.

3.2 Breve resumo dos resultados dos leilões para contratação de energia de novos empreendimentos, entre 2005 e 2015, e considerações finais do capítulo 3

O objetivo do Capítulo 3 foi analisar o avanço das condições de entrada da oferta de energia advindas de novos empreendimentos no ACR. Logo, foram levantadas informações sobre a contratação nos *Leilões de Energia Nova*, *Leilões de Energia Reserva*, *Leilões de Fontes Alternativas* e sobre os grandes *Leilões de Energia Estruturante*, discriminando as fontes de energia contratadas, bem como os custos médios praticados em cada um dos leilões entre 2005 e 2015.

No âmbito do estudo, o período iniciado na crise de 2001 até o período imediatamente posterior a ela, ou seja, até o ano de 2006, foi marcado pela recuperação dos reservatórios do SIN. Enquanto o ano de 2001 iniciava com reservas hídricas equivalentes a 92.922 MW/mês, o sistema foi se recuperando gradativamente até alcançar marcas de 187.825 MW/mês no início do ano de 2006. Esse período também ficou caracterizado pela intensa contratação de energia proveniente de empreendimentos termelétricos movidos por fontes não renováveis, política que perdurou até o ano de 2008.

Os leilões de energia de novos empreendimentos – Leilão de Energia Nova, Leilão de Energia Reserva e Leilão de Fontes Alternativas –, realizados entre 2005 e 2008, resultaram em uma contratação total de energia de geradores termelétricos equivalentes a 11.213 MW_{méd}. Destes, 1.752 MW_{méd} foram provenientes de usinas a *carvão mineral*; 3.920 MW_{méd} advieram de usinas a *gás natural*; e 5.541 MW_{méd} de usinas a *óleos derivados do petróleo*. Tal resultado sugere uma política de expansão do parque de geração termelétrico preocupada em reduzir a dependência da geração hidrelétrica, e de não incorrer em prejuízos como aqueles da crise do setor elétrico de 2001. Note-se ainda que, no escopo dessa massiva contratação de termelétricas, houve uma concentração na contratação de energia termelétrica a *óleos derivados do petróleo*. Tal concentração, por sua vez, indicava que havia uma expectativa otimista em relação à hidrologia futura, de sorte que as termelétricas seriam pouco acionadas. Isso se refletiu na contratação de empreendimentos com custos operacionais elevados – ou seja, de elevados custos variáveis unitários (CVUs) – que seriam economicamente inviáveis em condições de recorrente acionamento térmico.

Os anos entre 2007 e 2012 apresentaram regime de afluência bastante favorável para o parque hidroenergético nacional. Os níveis dos reservatórios superaram 150.000 MW/mês em todos os janeiros compreendidos nesse período, atingindo reservas próximas a 250.000 MW/mês em alguns desses anos. Assim, esses anos representaram um período de estabilidade para o sistema elétrico nacional, e um período de drástica redução na contratação de novas termelétricas a combustíveis não renováveis, no qual apenas 866,4 MW_{méd} provenientes de termelétrica a gás natural no 12.º LEN foram contratados.

Tal período também apresentou forte contratação de energia hidrelétrica, principalmente em razão dos leilões para a contratação da energia das UHE Santo Antônio, UHE Jirau e UHE Belo Monte, totalizando um montante de 7.393 MW_{méd} de energia. As termelétricas a biomassa apresentam contratação frequente em todo o horizonte de estudo, contudo o ano de maior contratação dessa fonte foi 2008.

O ano de 2013 deu início a uma sequência de regimes hidrológicos desfavoráveis, que perdurou até o final de 2015, o que resultou em uma nova crise energética, de sorte que a operação do sistema chegou a trabalhar com níveis de reservas próximos a 50.000 MW/mês, conforme observado em janeiro de 2015. No que

tange à política de contratação, nesse período foram intensificadas as contratações de energia provenientes de empreendimentos eólicos, totalizando 3.541,6 MW_{méd}, além de demarcar o início da contratação de energia proveniente de empreendimentos solares.

Outra fonte de energia que teve sua participação nas contratações entre os anos de 2013 e 2015 foi a geração a gás natural. Em parte, tal resultado sugere uma política de contratação de energia para contribuir com um aumento da segurança energética.

Quanto aos valores dos lances praticados nos Leilões de Energia Nova entre os anos de 2005 a 2011, nos quais foram contratadas térmicas a óleos derivados do petróleo e a gás natural, apresentando ICBs médios que variaram entre R\$ 102,1/MWh e R\$ 145,23/MWh. Outrossim, para o período de 2014 a 2015, as médias dos ICBs dessas mesmas fontes variaram entre R\$ 205,19/MWh e R\$ 278,46/MWh. Tal elevação nos ICBs médios ocorreu pelo fato de as expectativas de operações futuras terem sido mais conservadoras e estarem sob influência das baixas hidrologias registradas em meses imediatamente anteriores.

A conjuntura de 2014-2015 se refletiu no Ambiente de Contratação Livre. Nesses anos, a elevação do PLD como decorrência da baixa hidrologia, tornou o mercado livre, no qual são celebrados contratos de curto e médio prazos mais interessantes para os agentes geradores. Adicionalmente, tal conjuntura gerou pressão para uma elevação nos preços-teto praticados nos leilões do ACR. Em decorrência desse cenário, os anos de 2014 e 2015 foram escolhidos como referência para a análise realizada no capítulo seguinte.

4. AVALIAÇÃO DOS CUSTOS DE OPERAÇÃO DAS TERMELÉTRICAS CONTRATADAS POR DISPONIBILIDADE EM 2014 e 2015

O Capítulo 4 é destinado à análise dos custos de operação dos empreendimentos termelétricos contratados em anos anteriores na modalidade de contratação por disponibilidade. Nele são discutidos os valores e as características de geração especificamente de empreendimentos termelétricos a *óleos derivados do petróleo* e a *gás natural* (GN). Portanto, o desempenho econômico da operação de tais empreendimentos é observado para um período de escassez hídrica, como ocorrido nos anos operativos de 2014 e 2015, nos quais são considerados os custos de operação associados a diferentes pátios termelétricos de geração, mistos de térmicas a óleo e a GN ou apenas com aquelas movidas a GN.

Com a simulação de uma operação das usinas *termelétricas despachadas por disponibilidade* com um cenário hipotético puramente a gás natural, busca-se neste capítulo uma forma de comparar o resultado da operação hipotética com aquela do despacho real. O resultado econômico encontrado atua como um termômetro para a mecânica de contratação das termelétricas na última década.

4.1 Descrição da análise

Para atender ao objetivo deste estudo e aprofundar a avaliação dos custos de operação das termelétricas com contratos de modalidade por disponibilidade em períodos de crise hidrológica, foram destacados os geradores termelétricos com combustíveis a gás natural e óleos derivados do petróleo, despachados segundo o procedimento de ordem de mérito da ONS e com custos variáveis unitários (CVU) diferentes de zero. É importante ressaltar que eles não representam todos os empreendimentos termelétricos contratados por disponibilidade do sistema, existem também aqueles que se utilizam de outros combustíveis, e empreendimentos a gás natural ou óleos derivados do petróleo que tenham declarado seus CVUs com valor nulo. Estes últimos incluem seus custos variáveis a suas receitas fixas, e portanto seu

custo de operação não varia conforme o despacho, o que foge ao objetivo da análise deste trabalho. Outro fator limitante da análise foi a não atualização dos valores de receita fixa, que foram mantidos os mesmos dos momentos de leilão, para efeito de cálculo da média. No total foram destacados 59 empreendimentos termelétricos.

Entre essas termelétricas, aquelas a óleos derivados do petróleo são compostas por 29 empreendimentos, totalizam uma potência instalada de 5.633,7 MW. Seus CVUs variam entre R\$ 155,50/MWh até R\$ 1.173,10/MWh (o CVU mais caro é referente a UTE Xavantes). A média aritmética dos CVUs em relação à potência instalada de cada empreendimento apresentou o valor de R\$ 538,90/MWh, e é perceptiva a grande variação dos CVUs em relação a essa média, o que representa uma diversidade das tecnologias empregadas e das estratégias de contratação por parte do empreendedor. As usinas termelétricas a óleos derivados do petróleo estão listadas na tabela 19.

Tabela 19 – Usinas termelétricas a óleos derivados do petróleo, contratadas por disponibilidade e com CVU diferente de zero

Usina	Potência instalada (MW)	CVU (R\$/MWh)
XAVANTES	53,6	1173,10
TER BRASÍLIA	616	1047,28
UTE P.FERRO 1	94,1	995,10
TERMOMANAUS	143	995,10
POTIGUAR	53,1	897,57
POTIGUAR III	66,4	897,56
GOIÂNIA II	140	896,43
DAIA	44,4	839,21
NUTEPA	24	780,00
PALMEIRAS GO	175,6	701,91
PETROLINA	136,2	662,89
IGARAPÉ	131	653,43
CAMA.MURICY 1	147,2	604,20
UTE AREMBEPE	150	604,20
UTE MAUÁ BL4	462,6	575,00
PIRATININGA	390	470,34
UTE GLOBAL I	148,8	399,73
UTE GLOBAL II	148,8	399,73
TERMONORDESTE	170,9	353,05
TERMOPARAÍBA	170,9	353,05
UTE VIANA	174,6	351,34
UT.CAM.GRANDE	169,1	351,34
GERAMAR II	165,9	351,33
GERAMAR I	165,9	351,33
UTE SUAPE II	381,3	343,56
UT.MARACANAUI	168	335,26
UTE APARECIDA	251,5	302,19
UTE PERNAMB.3	200,8	292,38
UTE ATLÂNTICO	490	155,50
Potência instalada total e média de CVU	5.633,7	538,90

Fonte: elaboração própria com dado da CCEE, 2015, e Aneel, 2015.

As termelétricas a gás natural somam uma potência instalada total de 11.457,54 MW e seus CVUs variam entre R\$ 69,00/MWh e R\$ 943,88/MWh. Seu CVU médio em relação à potência instalada é de R\$ 317,44/MWh. Nota-se uma significativa diferença quando comparado com o CVU médio das termelétricas a óleos derivados do petróleo, o que se deve principalmente à diferença entre os custos dos combustíveis delas. As 30 usinas termelétricas a gás natural estão listadas na tabela 20.

Tabela 20 – Usinas termelétricas a gás natural, contratadas por disponibilidade e com CVU diferente de zero

Usina	Potência instalada (MW)	CVU (R\$/MWh)
US.CAMACARI	130,71	943,88
SEPE TIARAJU	248,57	698,14
TERMONORTE II	426,53	678,04
U.ARAUCÁRIA	484,15	595,11
UTE CUIABÁ	529,2	511,77
U.URUGUAIANA	639,9	486,20
MARIO LAGO	922,62	422,56
CAMPOS	30	421,52
FER.GASPARIAN	386,08	399,02
TERMOCABO	49,73	347,31
JE.SO.PEREIRA	322,97	314,63
SANTA CRUZ	1000	310,41
U. W.ARJONA	206,35	297,27
CELSO FURTADO	185,89	289,25
NO.FLUMINENSE	826,78	279,71
EUZEBIO ROCHA	249,9	269,08
UT.TERMOCEARÁ	220	252,49
UT.AUR.CHAVES	226	243,49
L.C.PRESTES	385,82	241,08
ROMULOALMEIDA	138,02	240,35
B.L.SOBRINHO	385,9	231,30
JUIZ DE FORA	87,05	213,48
U.NV.VENECIA2	176,2	188,18
GOV.L.BRIZOLA	1058,3	183,95
UT. FORTALEZA	346,63	139,88
UT.MARANHÃO 4	337,6	101,23
UT.MARANHÃO 5	337,6	101,23
B.FLUMINENSE	530	95,93
TERMOPERNAMBU	532,76	70,16
UT.PARNAÍBA 4	56,28	69,00
Potência instalada total e média de CVU	11.457,54	317,44

Fonte: elaboração própria com dado da CCEE, 2015, e Aneel, 2015.

É importante retornar à questão da operação hidrotérmica, em um sistema composto por uma parcela de geração instalada predominantemente hidrelétrica. As usinas termelétricas servem como usinas complementares; com exceção de algumas utilizadas na base, elas geram quando há expectativa de que a sua não operação possa acarretar custos maiores no futuro, por falta de capacidade de geração hidrelétrica. Assim sendo, as usinas destacadas não foram instaladas para operar com alta frequência,

especialmente aquelas que apresentam maiores CVUs, que servem para aumentar a confiabilidade do sistema, contudo, quando geram, acabam por encarecer a operação.

Especialmente para a análise deste trabalho foram selecionados os anos operativos de 2014 e 2015, marcados por uma profunda crise hidrológica. Esse período apresentou grande operação das térmicas para suprir insuficiências na capacidade de geração hidrelétrica. O período manteve baixas marcas de energia armazenada, com mínimo de 56.791 MW/mês para o mês de novembro de 2014. Quanto à operação no ano de 2014, observamos que as 59 usinas destacadas gradativamente aumentaram sua operação no mês de janeiro, operando com grande frequência em todo o resto do ano. As 29 usinas a óleos derivados do petróleo geraram em média 2.693,43 MW_{méd}, apresentando um desvio-padrão de 591,56 MW_{méd}, enquanto as usinas a gás natural apontaram geração média de 8.319,87 MW_{méd}, com um desvio-padrão de 858,74 MW_{méd}. A figura 28 mostra a operação das 59 usinas destacadas, divididas por classe, ao longo do ano de 2014.

Figura 28 – Operação das 59 usinas termelétricas destacadas no ano de 2014.

Fonte: elaboração própria com dados do ONS, 2015.

Em 2015 é possível observar que novamente as usinas têm operação recorrente em todo o período do ano, apresentando apenas algumas variações. As termelétricas a gás natural trabalham a uma média de 7.391,32 MW_{méd}, apresentando desvio-padrão

de 849,77 MW_{méd}, enquanto as termelétricas a óleos derivados do petróleo trabalham a um montante médio de 2.100,31 MW_{méd}, apresentando desvio-padrão de 502,63 MW_{méd}. A figura 29 demonstra a operação das 59 usinas destacadas, divididas por classe, ao longo do ano de 2015.

Figura 29 – Operação das 59 usinas termelétricas destacadas no ano de 2015.

Fonte: elaboração própria com dados do ONS, 2015.

A análise corresponderá à comparação entre cenários operativos, dentre os quais se diferenciarão os pátios termelétricos, sem sofrer prejuízo de potência instalada, serão substituídos os tipos de usinas termelétricas, bem como seus CVUs. Logo, serão calculados os custos de operação do conjunto das 59 usinas destacadas, nos anos de 2014 e 2015, seguidos da criação de um cenário hipotético que replicará a operação desses anos, substituindo o pátio de geração termelétrico a óleos derivados do petróleo por um pátio equivalente com usinas a gás natural. Esse pátio equivalente apresentará valores de CVU proporcional à média aritmética dos CVUs das usinas termelétricas a gás natural, em relação à energia gerada de cada uma, valor de receita fixa igual à média das receitas fixas dos empreendimentos dessa classe celebradas nos leilões de energia nova até o ano de 2011, proporcional à potência instalada, além de manter a operação idêntica à registrada no período.

Por fim, serão comparados todos os custos envolvidos nos diferentes cenários propostos e elaborada uma relação entre a substituição das termelétricas e o decréscimo dos custos operacionais.

4.2 Descrição dos cenários

Para analisar os custos de operação das termelétricas contratadas por disponibilidade, adotaram-se as operações reais registradas nos anos de 2014 e 2015 como referência para operação nos cenários de análise, e para tal serão utilizadas as operações oficiais apresentadas na página da internet do ONS. Isso foi uma opção com o intuito de tornar determinísticos os cenários a serem comprados, possibilitando uma crítica direta. Contudo, é necessário ressaltar que em um sistema de operação hidrotérmico, organizado como SIN, modificações nas declarações dos CVUs dos empreendimentos resultariam em uma mudança na ordem de mérito do despacho das usinas termelétricas. Assim sendo, ao substituir empreendimentos de CVU mais elevado por empreendimentos de CVU mais baixo, também se aumenta a frequência de operação deles, efeito que não será levado em consideração durante a análise.

Os primeiros cenários a serem estabelecidos são os reais. Como foi discutido, adotamos para tanto a operação real dos anos 2014 e 2015. Nesses cenários, a operação é discriminada para cada uma das 59 usinas, bem como são utilizados seus próprios CVUs, descritos anteriormente. Assim, o resultado simulado se aproxima do valor contabilizado pelas usinas ao longo do ano, correspondente aos custos variáveis de operação.

Os custos fixos dos empreendimentos serão considerados como a média das receitas fixas anuais estabelecidas nos leilões de energia nova até o ano de 2011. Apesar de não corresponderem aos valores reais de cada empreendimento, expressarão valores realmente praticados no mercado, portanto adequados para o estudo, em um período de contratação de boa parcela dos empreendimentos, em particular dos que entraram em operação até o ano de 2014. As mesmas médias serão empregadas proporcionalmente à potência instalada dos pátios termelétricos nos cenários de estudo, enquanto o valor da receita fixa média por unidade de potência é apresentado na tabela 21.

Tabela 21 – Receita fixa média dos geradores termelétricos por unidade de potência

Classe termelétrica	Gás natural	Óleos derivados do petróleo
Receita fixa média por unidade de potência (R\$/MW)	560.137,12	630.726,91

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE, 2015

Antes de determinar os cenários hipotéticos, será estabelecido um mecanismo para relacionar as modificações no pátio térmico com os custos de operação. Para isso, serão utilizados dois blocos equivalentes, um de usinas termelétricas a gás natural e o outro de usinas termelétricas a óleos derivados do petróleo, os quais adotaram como CVU as médias aritméticas dos CVUs declarados pelas usinas destacadas de cada classe em relação à energia gerada por elas na operação referência, além das receitas fixas médias determinadas. Cada bloco inicialmente apresentará potência instalada igual à potência instalada total de cada classe no cenário referência, e gradativamente serão elas substituídas, de modo que cada unidade de incremento no bloco de termelétrica a gás natural substitua uma unidade do bloco de termelétricas a óleos derivados do petróleo, sem prejuízo da operação referência. Assim, o cenário será modificado até resultar em uma operação puramente termelétrica a gás natural.

No ano operativo de 2014, ao calcularem-se os CVUs médios em relação à energia gerada, observamos uma superioridade do resultado das termelétricas a óleos derivados do petróleo, que atingiram CVU médio 43% maior que o das termelétricas a gás natural. Os valores das médias aritméticas dos CVUs das usinas destacadas, em relação à energia gerada por cada uma na operação de 2014, divididos em classes, estão apresentados na tabela 22.

Tabela 22 – CVUs médios das usinas destacadas no ano de 2014

Classe termelétrica	Gás natural	Óleos derivados do petróleo
CVU (R\$/MW_{méd})	286,50	410,76

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE, 2015

No tocante ao ano de 2015, o resultado dos cálculos dos CVUs médios em relação à energia gerada correspondeu a 39% maior para as termelétricas a óleos derivados do petróleo. Os valores das médias aritméticas dos CVUs das usinas destacadas, em relação à energia gerada por cada uma na operação de 2015, divididos em classes, estão apresentados na tabela 23.

Tabela 23 – CVUs médios das usinas destacadas no ano de 2015

Classe termelétrica	Gás natural	Óleos derivados do petróleo
CVU (R\$/MWh_{méd})	296,60	411,15

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE, 2015

Estabelecendo esse mecanismo, para obter os custos totais de operação de cada cenário, são multiplicados os CVUs de cada bloco de usina equivalente pela energia total gerada por eles ao longo da operação referência.

Por consequência, fica estabelecido o segundo cenário, em que todo o bloco equivalente de termelétricas a óleo derivado do petróleo é substituído pelo bloco equivalente de termelétrica a gás natural, formando um cenário integralmente composto por usinas a gás natural.

4.3 Análise dos resultados obtidos

Uma vez determinadas as condições de operação referência, bem como levantados os valores dos CVUs das usinas equivalentes, cabe apresentar e analisar os custos envolvidos na operação de cada cenário. Inicialmente, o cenário referência de operação, cujas características e custos exprimem a operação real registrada no ano de 2014, tem seus valores indicados na tabela 24.

Observa-se que, durante o ano operativo de 2014, foi gerado um total de 96.446.886,48 MWh pelas 59 termelétricas destacadas, resultando em um custo operativo total de R\$ 30.722.317.841,71, que, somados às receitas fixas, perfazem um custo de R\$ 40.693.437.462,64. Nesse cenário, o bloco de termelétricas a gás natural produziu uma quantia de energia igual a 287,8% do gerado pelo bloco de termelétricas a óleos derivados do petróleo, enquanto seus custos totais equivalem a 195,5% dos custos dele.

Tabela 24 – Resultados no cenário operativo real de 2014

Bloco equivalente	CVU (R\$/MWh)	Receita fixa total (R\$)	Energia gerada (MWh)	Custo de operação (R\$)	Custo total (R\$)
UTE gás natural	286,50	6.417.793.428,72	71.578.162,32	20.507.217.289,59	26.925.010.718,31
UTE óleos derivados do petróleo	410,76	3.553.326.192,21	24.868.724,16	10.215.100.552,12	13.768.426.744,33

Fonte: elaboração própria

Prosseguindo com a análise, é determinado um segundo cenário, o qual mantém a distribuição de produção de energia elétrica da operação referência, contudo o bloco de termelétricas a óleos derivados do petróleo é substituído por um bloco de termelétricas a gás natural. Assim sendo, toda a energia passa a ser gerada pelo CVU médio das usinas termelétricas do sistema. Por conseguinte, notamos que os custos de operação passam a ser de R\$ 27.632.132.396,85, a receita fixa total corresponde a R\$ 9.573.437.907,32 e, consequentemente, os custos totais caem para R\$ 37.205.570.304,17. Os valores resultantes da operação hipotética de 2014 estão apresentados na tabela 25.

Tabela 25 – Resultados no cenário operativo hipotético de 2014

Bloco equivalente	CVU (R\$/MWh)	Receita fixa total (R\$)	Energia gerada (MWh)	Custo de operação (R\$)	Custo total (R\$)
UTE gás natural	286,50	9.573.437.907,32	96.446.886,48	27.632.132.396,85	37.205.570.304,17
UTE óleos derivados do petróleo	410,76	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: elaboração própria

O estudo é repetido, e dessa vez os parâmetros são substituídos pelos do ano de 2015, a operação referência também passa a ser a registrada para esse mesmo ano. Portanto, observa-se que o montante gerado totaliza 84.747.386,64 MWh, resultando um custo operativo total de R\$ 27.364.929.104,39, somados às receitas fixas corresponde a um custo de R\$ 37.336.048.725,32. O bloco de termelétricas a gás natural produziu uma quantidade de energia igual a 335,6% do gerado pelo bloco de termelétricas a óleos derivados do petróleo, enquanto seus custos totais equivalem a 223,2% dos custos dele. Os valores resultantes da operação real de 2015 estão apresentados na tabela 26.

Tabela 26 – Resultados no cenário operativo real de 2015

Bloco equivalente	CVU (R\$/MWh)	Receita fixa total (R\$)	Energia gerada (MWh)	Custo de operação (R\$)	Custo total (R\$)
UTE gás natural	296,6	6.417.793.428,72	65.290.322,16	19.365.108.266,94	25.782.901.695,66
UTE óleos derivados do petróleo	411,15	3.553.326.192,21	19.457.064,48	7.999.820.837,45	11.553.147.029,66

Fonte: elaboração própria

Levantando o cenário hipotético, substitui-se o bloco de termelétricas a óleos derivados do petróleo pelo a gás natural, mantendo o volume de operação. Agora, toda a energia gerada no cenário é proveniente de gás natural, e os custos de operação passam a ser R\$ 25.136.074.877,42, a receita fixa total é de R\$ 9.573.437.907,32 e, consequentemente, os custos totais caem para R\$ 37.336.048.725,32. Os valores resultantes da operação hipotética de 2015 estão apresentados na tabela 27.

Tabela 27 – Resultados no cenário operativo hipotético de 2015

Bloco equivalente	CVU (R\$/MWh)	Receita fixa total (R\$)	Energia gerada (MWh)	Custo de operação (R\$)	Custo total (R\$)
UTE gás natural	296,6	9.573.437.907,32	84.747.386,64	25.136.074.877,42	34.709.512.784,74
UTE óleos derivados do petróleo	411,15	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: elaboração própria.

Uma vez determinados os custos envolvidos nos quatro cenários, os de operações real e hipotética puramente a gás natural para os anos de 2014 e 2015, é possível quantificar a economia atrelada à participação de cada uma das fontes estudadas na geração de energia elétrica. Para o ano de 2014, ao se levantarem os custos totais no cenário operativo real, foi totalizado o valor de R\$ 40.693.437.462,64, o qual cai para R\$ 37.205.570.304,17 ao substituir-se o bloco de termelétricas a óleos derivados de petróleo pelo bloco a gás natural. Em virtude de os custos serem mais baixos, em particular os relacionados à parcela variável, quando se trata da geração por meio de gás natural, observa-se uma economia na ordem de R\$ 3.487.867.158,46 ao se compararem os dois cenários.

Para o ano de 2015, os custos totais de operação no cenário real são da ordem de R\$ 37.336.048.725,32, enquanto os custos associados ao cenário hipotético de geração puramente a gás natural totalizam R\$ 34.709.512.784,74. Ao serem comparados, os valores obtidos nos cenários de 2015 apresentam uma economia de R\$ 2.626.535.940,57 no cenário hipotético em relação ao real. Assim sendo, é possível estabelecer uma função que correlacione os custos de operação conforme o grau de

substituição do pátio de geração a óleos derivados do petróleo, por termelétricas a gás natural.

Finalmente, a comparação entre os custos dos cenários reais e hipotéticos apresenta certa economia, por unidade de energia gerada, economia esta observada na contratação do pátio puramente a gás natural, um total de R\$ 41,16/MWh, para o ano de 2014, e R\$ 30,99/MWh, para o ano de 2015. A figura 30 aponta a relação entre as substituições de tais valores com os custos totais de operação.

Figura 30 – Custos de operação totais para cada cenário operativo e economia potencial por unidade de energia.

Fonte: elaboração própria.

A análise dos cenários expressa um potencial de economia, apontando como uma postura de contratação diferente resultaria em uma operação mais barata em períodos de crise. Somando as diferenças observadas entre os cenários reais e hipotéticos, para os anos de 2014 e 2015, é encontrado o valor de R\$ 6.114.403.099,03. Em termos práticos, são expressos valores que sugerem um desalinhamento entre os resultados esperados no momento da contratação das energias com os observados em um período de crise.

4.4 Breve resumo dos resultados das simulações de operação das termelétricas contratadas por disponibilidade nos anos de 2014 e 2015, e considerações finais do Capítulo 4

O Capítulo 4 tratou de analisar os custos de geração das termelétricas a óleos derivados do petróleo e a gás natural ao longo dos anos de 2014 e 2015. Seu objetivo foi comparar a operação real registrada nesse período com uma operação alternativa, de forma a apontar para possíveis ineficiências econômicas resultantes das contratações praticadas nos leilões até então. Portanto, ao se verificar um período de crise hidrológica como nos anos de estudo, a operação de tais termelétricas se comporta de maneira diferente das esperadas nos leilões, tendo operação muito mais frequente, o que resulta em custos muito mais elevados que os valores que levaram à contratação delas.

Para tanto foram destacadas 59 usinas termelétricas, correspondentes às termelétricas a gás natural e a óleos derivados do petróleo, despachadas pelo ONS e com CVUs diferentes de zero. Elas apresentam potência instalada totalizando 5.633,7 MW, para o bloco de geração a óleos derivados do petróleo, e 11.457,54 MW, para o bloco de geração a gás natural, o que indica uma predominância do pátio termelétrico a gás natural na matriz de geração. Além dessa informação, foram levantados os CVUs médios de cada pátio de geração em relação à potência instalada, obtendo o valor de R\$ 538,90/MWh, para as termelétricas a óleos derivados do petróleo, enquanto as termelétricas a gás natural indicaram o valor de R\$ 317,44/MWh. Essa diferença substancial de R\$ 221,46/MWh está diretamente associada aos custos dos combustíveis e à diferença direta entre o preço do petróleo e o do gás natural no mercado.

No que toca às operações no período adotado, o ano de 2014 apresentou uma geração de energia elétrica total de 96.446.886,48 MWh, e nesse cenário foi gerada ao longo do ano uma média de 8.319,87 MW_{méd}, provenientes de termelétricas a gás natural, e uma média de 2.693 MW_{méd}, provenientes de termelétricas a óleos derivados do petróleo. O ano de 2015 apontou um volume total de geração de 84.747.386,64 MWh, e nesse cenário foi gerada ao longo do ano uma média de 7.391,32 MW_{méd}, provenientes de termelétricas a gás natural, e uma média de 2.100,31 MW_{méd}, provenientes de termelétricas a óleos derivados do petróleo.

Para a análise dos custos de geração foram determinados quatro cenários, os reais e os hipotéticos, para os anos de 2014 e 2015, em que nos cenários reais foram mantidas as gerações dos pátios termelétricos a gás natural e a óleos derivados do petróleo, enquanto nos cenários hipotéticos o pátio de geração a óleos derivados do petróleo foi completamente substituído por um pátio equivalente de geração a gás natural. O cenário real para o ano de 2014 apresentou um total de receita fixa anual de R\$ 9.971.119.620,93 e um custo de operação igual a R\$ 30.722.317.841,71, totalizando um custo de geração de R\$ 40.693.437.462,64. Enquanto o cenário hipotético para o ano de 2014 apresentou um total de receita fixa anual de R\$ 9.573.437.907,32 e um custo de operação igual a R\$ 27.632.132.396,85, correspondendo a um custo de geração de R\$ 37.205.570.304,17. Ao mudar o cenário operativo para o ano de 2015, o cenário real apontou um total de receita fixa anual de R\$ 9.971.119.620,93 e um custo de operação igual a R\$ 27.364.929.104,39, perfazendo um custo de geração de R\$ 37.336.048.725,32. Já o cenário hipotético, para o mesmo ano, apresentou um total de receita fixa anual de R\$ 9.573.437.907,32 e um custo de operação igual a R\$ 25.136.074.877,42, totalizando um custo de geração de R\$ 34.709.512.784,74.

É possível concluir que as usinas geradoras a óleos derivados do petróleo, para tais condições de operação, acabaram por encarecer a geração do período estudado. Ao levantar as diferenças de operação entre os cenários reais e hipotéticos para o ano de 2014, observamos uma economia total de R\$ 3.487.867.158,46 no cenário hipotético em relação ao real, representando uma redução de R\$ 41,16/MWh no preço da energia. No ano operativo de 2015, observamos uma economia total de R\$ 2.626.535.940,57 no cenário hipotético em relação ao real, representando uma redução de R\$ 30,99/MWh no preço da energia.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O capítulo final do presente trabalho foi direcionado a ressaltar os principais aspectos abordados ao longo da análise realizada, bem como destacar os resultados obtidos. Nele são resumidos os valores encontrados na situação de simulação perante a operação real, bem como as limitações da metodologia empregada, as contribuições feitas e possíveis desdobramentos para trabalhos futuros.

5.1 Principais aspectos abordados no trabalho e sumário das conclusões

Este trabalho abordou o tema do mercado de energia elétrica no Brasil. Partindo da discussão de como ele foi organizado e da apresentação dos mecanismos desenvolvidos para viabilizar uma expansão da matriz de geração de energia elétrica, focou a *análise na contratação térmica por disponibilidade* das usinas movidas a *gás natural* e a *óleos derivados do petróleo*. Para isso, analisou a eficiência econômica do *Índice de Custo Benefício* como ferramenta de classificação dos empreendimentos nos leilões para contratação de energia elétrica por disponibilidade, para responder se a aplicação de tal índice teria levado ou não a uma contratação economicamente adequada em períodos de escassez hídrica.

Assim, conforme visto, o texto foi dividido em três blocos. O primeiro voltou-se a levantar a estrutura do setor elétrico brasileiro, bem como a tratar das formas de contratação de energia elétrica no mercado regulado. O segundo buscou examinar os resultados reais apresentados nos leilões para contratação de energia de novos empreendimentos realizados entre os anos 2005 a 2015. Por fim, o terceiro bloco concentrou a análise no custo resultante da operação em dois anos de baixa hidrologia, 2014 e 2015, de empreendimentos contratados por disponibilidade em leilões anteriores e despachados nesses anos.

Mais especificamente, no primeiro bloco referido foram abordadas as modificações implementadas no setor elétrico brasileiro que o levaram à sua configuração em 2015, especialmente os acontecimentos históricos e as modificações legais, as quais visaram moldar um setor elétrico no qual o capital privado atuasse junto ao capital público. Conforme visto nos capítulos iniciais deste trabalho, a introdução

mais forte da iniciativa privada tornou necessária a ação de um órgão regulador, de sorte que este tratasse de maneira distinta os diferentes segmentos do setor elétrico – tanto os competitivos como aqueles estruturados como monopólios naturais. Buscou-se, ainda, no desenho regulatório então implementado incentivar a competição nos segmentos potencialmente competitivos (geração e comercialização de energia elétrica) e exercer uma maior intervenção nos segmentos monopolistas (transmissão e distribuição de energia elétrica).

No que toca à forma de como é comercializada a energia no setor elétrico, esta acabou sendo moldada, conforme visto, em dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Observou-se que o ACL traz na flexibilidade sua principal característica, uma vez que nele os contratos são bilaterais e livremente pactuados, sendo os valores e as condições de fornecimento de energia elétrica determinados pelas partes, conforme as necessidades particulares delas. Por sua vez, o ACR – que circunscreve os contratos térmicos por disponibilidade que foram objeto de análise nesta dissertação – trata do ambiente no qual é negociada a energia por meio dos leilões promovidos pela CCEE que visam que a contratação seja realizada no montante necessário ao atendimento de consumidores cativos, da forma mais transparente e mais econômica possível.

Outro ponto destacado para a realização da análise apresentada referiu-se às modalidades de contratação de energia elétrica. A primeira modalidade, *contratação por quantidade*, caracteriza-se pelo gerador se comprometendo a fornecer certa *quantidade* de energia aos compradores (distribuidoras de energia elétrica), por determinado *período* e *preço*. Essa modalidade mostrou-se a mais comum e simples, por negociar a energia elétrica apenas baseada nas variáveis de *volume* e *preço*. Contudo, em virtude de certas particularidades do sistema hidrotérmico – como a incerteza da operação e dos custos dos combustíveis –, decidiu-se pela criação da modalidade de *contratação por disponibilidade*.

Portanto, conforme visto no Capítulo 2, a modalidade de *contratação por disponibilidade* estruturou-se de tal modo que cada gerador se comprometeria a manter seu empreendimento disponível para a geração, ofertando sempre que fosse solicitado. Como contrapartida dessa forma de prestação de serviço, o gerador receberia uma receita fixa ao longo do ano, além de uma receita variável, que seria função do custo

variável declarado pelo próprio gerador multiplicado pela quantidade de energia produzida por ele. Portanto, os riscos operacionais seriam passados para o consumidor, restando ao empreendedor essencialmente as responsabilidades técnicas referentes ao funcionamento da usina.

Portanto, é possível dizer que a modalidade de *contratação por disponibilidade* foi criada visando solucionar uma questão importante para a contratação das termelétricas. Assim, ela abriu espaço nos leilões à necessidade de uma forma especial de tratamento desses empreendimentos (ofertantes por disponibilidade), uma vez que parâmetros distintos de receita fixa e de custos variáveis apresentados pelos geradores resultariam em custos diferentes de acordo com as decisões de operação (despacho) do sistema. Nesse contexto, visando a comparar e a classificar economicamente empreendimentos de geração distintos, a EPE desenvolveu o *Índice de Custo Benefício*. Tal índice, conforme visto, incorporou, além dos custos fixos, os custos de operação e os custos de transações econômicas esperados para cada empreendimento, estabelecendo um critério de classificação homogêneo para diferentes tipos de usinas. É justamente o estabelecimento *ex ante* desses custos de operação e dos custos de transações que constituiu o objeto de investigação desta dissertação, pois tais custos nem sempre se mostram *ex post* conforme previstos.

O segundo bloco do trabalho analisou os avanços das condições de entrada de energias novas no ACR. Para isso, foram levantadas informações sobre a contratação nos Leilões de Energia Nova, nos Leilões de Energia Reserva, nos Leilões de Fontes Alternativas e nos Leilões de Energia Estruturante, discriminando as fontes de energia contratadas no período de 2005 a 2015, bem como os custos médios resultantes de cada leilão. Nele também foram indicadas as condições hidrológicas ao longo dos períodos enfocados.

A revisão dos dados sobre o resultado dos leilões começou a partir do ano de 2005, contudo o levantamento dos níveis dos reservatórios passou a ser revisado a partir de 2001, período imediatamente posterior à crise hidro-energética. Enquanto o ano de 2001 iniciava com reservas na ordem de 92,9 GW/mês, o sistema foi se recuperando gradativamente até alcançar marcas de 187,8 GW/mês no início do ano de 2006. Os leilões de energia nova realizados entre 2005 e 2008 foram marcados por uma política intensa de contratação de termelétricas, o que se deve ao aprendizado resultante dos

severos danos causados pela crise de 2001, quando o pátio termelétrico não foi suficiente para compensar o déficit das hidrelétricas, resultando em uma redução emergencial no consumo de energia elétrica. Dessa forma, os leilões acabaram por causar uma contratação total de energia de geradores termelétricos igual a 1,7 GW_{méd} proveniente de usinas a carvão mineral, 3,9 GW_{méd} provenientes de usinas a gás natural e 5,5 GW_{méd} provenientes de usinas a óleos derivados do petróleo. Outro ponto a ser observado é que esse resultado demonstra presença majoritária na contratação de energia termelétrica a óleos derivados do petróleo, indicando uma leitura otimista das expectativas de operação futuras por meio dos índices de competitividade dos leilões, que acabaram por dar competitividade a empreendimentos com custos de operação elevados, como é o caso das termelétricas mencionadas.

Da análise realizada foi possível observar que o período entre 2007 e 2012 apresentou um regime de afluições bastante favorável para o setor elétrico brasileiro. Nesse período, o Sistema operou com marcas de reservatórios superiores a 150 GW/mês no início de todos os anos, com exceção do ano de 2008. Tal estabilidade hidrológica caminhou em paralelo a um período de contratação de um grande volume de energia hidrelétrica, no qual foram realizados os leilões estruturantes para a venda da energia das UHE Santo Antônio, UHE Jirau e UHE Belo Monte, que totalizaram um montante de 7,4 GW_{méd}. Outra característica da política de expansão observada nesse período foram as contratações das termelétricas a combustíveis não renováveis, sendo negociado apenas 0,87 GW_{méd} proveniente de termelétricas a gás natural no 12.º Leilão de Energia Nova (LEN).

Os anos de 2013 a 2015 foram marcados por uma sequência de regimes hidrológicos desfavoráveis. Essa situação levou a uma operação do sistema hidroenergético em níveis de reservatórios muito baixos, chegando a 50 GW/mês em janeiro de 2015, o que configurou uma profunda crise energética. Conforme visto, nesse período foram intensificadas as contratações de energia provenientes de empreendimentos eólicos, totalizando 3,5 GW_{méd}, além de terem sido iniciadas as contratações de energia proveniente de empreendimentos solares. Destacou-se, ainda, que outra fonte de energia que teve sua participação intensificada nas contratações do período foi a termelétrica a gás natural. Nesse momento, tal fonte, tratada como uma energia emergencial, passou a contribuir para firmar o pátio de geração termelétrico como energia complementar à hidrelétrica.

O Capítulo 4 também avaliou os valores econômicos praticados nos leilões. A média dos Índices de Custo Benefício (ICBs) praticados nos anos anteriores a 2015 variaram entre R\$ 102,1/MWh e R\$ 145,23/MWh. Particularmente no período de 2006 e 2008, houve grande participação das térmicas movidas a óleos derivados do petróleo como fonte de geração, cujos ICBs também estiveram enquadrados no intervalo supracitado. Como apontado anteriormente, essas termelétricas a óleo possuem CVUs muito elevados, indicando tais resultados de ICB uma inclinação do modelo para classificar empreendimentos com altos CVUs. Excepcionalmente em 2014 e 2015 os ICBs médios passaram a variar entre R\$ 205,19/MWh e R\$ 278,46/MWh.

O terceiro bloco do presente trabalho, e o mais relevante para o objetivo deste, voltou-se para uma análise dos custos de operação das usinas termelétricas a óleos derivados do petróleo e a gás natural. Essa análise teve como objetivo apontar uma ineficiência econômica nas contratações da energia dessas térmicas, que é decorrente de uma divergência entre as expectativas de operação apontadas pelo planejamento nos momentos de contratação, em relação àquelas registradas em tempos de escassez hídrica conforme exemplificado nesta dissertação mediante a análise dos anos de 2014 e 2015. Assim, em razão dos baixos regimes hidrológicos registrados, ocorreu um significativo aumento na frequência de operação das usinas termelétricas, que resultou em um encarecimento da operação que poderia ter sido evitado se a forma de contratação seguisse outra lógica.

Para a análise realizada foram destacadas 59 usinas termelétricas, as quais correspondem às termelétricas a gás natural e a óleos derivados do petróleo, despachadas pelo ONS e com CVUs diferentes de zero, sendo estas agrupadas em dois pátios de geração conforme o tipo de combustível. O *pátio de geração a óleos derivados de petróleo* continha 29 usinas, apresentando potência instalada total de 5,6 GW. Já o *pátio a gás natural* foi constituído de 30 usinas, com potência instalada total de 11,5 GW. Em média, as usinas a óleos derivados do petróleo apresentaram CVU de R\$ 538,90/MWh, enquanto usinas a gás natural possuíam CVU de R\$ 317,44/MWh, em relação à potência instalada de cada empreendimento. Essa diferença de CVUs da ordem de R\$ 221,46/MWh se deu em razão das desigualdades de preço dos seus combustíveis no mercado internacional. É importante ressaltar que para essa exposição inicial os CVUs foram calculados proporcionalmente à média da potência instalada de cada usina, contudo, para as análises dos custos de operação das mesmas, é utilizada a

média dos CVUs de cada usina proporcionalmente à energia gerada por elas nos cenários reais de cada ano. Tal distinção nas análises de operação possibilita um resultado mais fiel ao real custo dos empreendimentos.

Para analisar os custos operacionais, foram adotadas como referência as operações dos anos de 2014 e 2015, em virtude da profunda crise hidrológica ocorrida nesse período. Portanto, foi registrada no ano de 2014 uma geração de energia elétrica total de 96,4 TWh, sendo produzida ao longo do ano uma média de 8,3 GW_{méd}, provenientes de termelétricas a gás natural, e uma média de 2,7 GW_{méd}, provenientes de termelétricas a óleos derivados do petróleo. Quanto ao ano de 2015, foi gerado um total de 84,7 TWh, sendo uma média de 7,4 GW_{méd}, provenientes de termelétricas a gás natural, e uma média de 2,1 GW_{méd} provenientes de termelétricas a óleos derivados do petróleo.

A análise econômica tratou de dois cenários operativos para cada ano, mantendo o volume de geração real registrado no período: o real, composto pela distribuição verificada de geração entre usinas termelétricas a óleos derivados do petróleo e a gás natural, e o hipotético, em que todo o pátio de geração é composto por termelétricas a gás natural, sem prejuízo do volume de geração. Assim sendo, os custos de geração obtidos para o cenário real de 2014 foram uma receita fixa anual na ordem de 10 bilhões de reais e um custo de operação na ordem de 30,7 bilhões de reais, totalizando um custo de geração de 40,7 bilhões de reais. Já o cenário hipotético para o mesmo ano apresentou uma receita fixa anual na ordem de 9,6 bilhões de reais e um custo de operação na ordem de 27,6, totalizando um custo de geração de 37,2 bilhões de reais. Em seguida, foi repetida a análise para o ano de 2015. Nesse caso o cenário real apresentou a mesma receita fixa que no cenário real anterior e um custo de operação na ordem de 27,4 bilhões de reais, totalizando um custo de geração de 37,4 bilhões de reais. Enquanto o cenário hipotético demonstrou a mesma receita fixa anual observada no cenário hipotético anterior e um custo de operação na ordem de 25,1 bilhões de reais, totalizando um custo de geração de 34,7 bilhões de reais.

Foi observada uma ineficiência na contratação que encareceu a operação em 3,5 bilhões de reais, no ano de 2014, e 2,6 bilhões de reais, no ano de 2015, totalizando o valor de 6,1 bilhões de reais. Isso representa uma energia gerada R\$ 41,16/MWh mais

cara no primeiro ano e R\$ 30,99/MWh mais cara no segundo, se comparado aos cenários hipotéticos.

Assim, em decorrência da análise realizada ao longo deste trabalho, pode-se concluir que no momento em que a EPE efetuou os estudos de operação das termelétricas, para cálculo da parcela variável do ICB das usinas participantes dos leilões, apresentou um planejamento pouco conservador. Isso é evidenciado, uma vez que foram classificadas UTEs com CVUs mais elevados, pois, quando as tendências hidrológicas esperadas pelo modelo computacional são mais favoráveis que os reais, o custo marginal de operação (CMO) se mantém baixo e essas UTEs operam menos, resultando uma operação mais econômica.

Contudo, no período de análise, que corresponde aos anos de 2014 e 2015, o regime de aflúncias se mostrou pouco favorável. Portanto, o sistema operou com elevados CMOs, o que resultou em uma operação das UTEs despachadas com maior frequência, implicando uma operação substancialmente mais cara, se comparada aos cenários alternativos de geração, como foi apresentado no Capítulo 4. Isso indica uma possível fragilidade do mecanismo de contratação das UTEs em modalidade por disponibilidade, o que leva a uma necessidade de fortalecer o ferramental de classificação utilizado nos leilões.

5.2 Limitações, sugestões e contribuições apresentadas

Cabe aqui ressaltar que o presente trabalho apresentou algumas limitações. Ao optar por centrar a análise nos anos de 2014 e 2015, que de fato demonstraram escassez hídrica, realizou um estudo de caso centrado nesses anos. Embora a escolha desse corte no tempo tenha servido aos fins aos quais se propusera a análise, qual seja o de indicar que a utilização do ICB na época da contratação levou a uma situação subótima num período de baixa hidrologia, a simulação poderia ser estendida a outros períodos para aportar mais robustez a análise. Além disso, diante da indisponibilidade de valores específicos das receitas fixas variáveis dos empreendimentos de geração (UTES) examinados, utilizou-se uma *proxy* deles calculados por meio de médias, ou seja, neste trabalho não foram expressos os valores particulares das receitas de cada usina, mas

nele foram utilizadas as receitas médias praticadas no mercado para cada fonte de energia.

Outra limitação foi a adoção do pressuposto de não variação da operação dos empreendimentos destacados perante as mudanças dos pátios de geração, uma vez que as mudanças nos custos dos empreendimentos (de seus CVUs mais especificamente) alterariam a ordem de despacho das usinas e resultariam em uma nova composição da operação. Entretanto, se a nova composição fosse de fato adotada, isso só reforçaria a conclusão obtida, pois ampliaria a defasagem de seis bilhões de reais encontrados, uma vez que elevaria a participação percentual de usinas mais econômicas, e nas simulações realizadas este percentual permaneceu fixo. Certamente, uma nova composição da operação do sistema poderia aumentar a robustez da metodologia.

Logo, esta dissertação abre espaço para desdobramentos para novos estudos não só daqueles que incorporam a ampliação da participação percentual de fontes mais econômicas, mas também daqueles que procuram aumentar a abrangência do trabalho ora realizado ou que trilhem na busca de possíveis soluções para as ineficiências aqui apontadas. Entre outras sugestões para futuros trabalhos, poderão ser analisados os custos de operação de empreendimentos contratados por disponibilidade que incorporem mais fontes de geração, como UTEs a carvão mineral e a biomassa, englobando períodos mais longos que contemplem, inclusive, regimes de hidrologia regular.

Conforme visto, a análise das operações das usinas termelétricas – após a contratação nos anos operativos de 2014 e 2015 nos quais foi registrada uma profunda escassez hidrológica – serviu como base na comparação de cenários de geração de energia elétrica com diferentes participações entre empreendimentos termelétricos a óleos derivados do petróleo e a gás natural. Os cenários utilizados foram quatro: dois com composição real entre duas fontes termelétricas para os anos de 2014 e 2015, óleos derivados do petróleo e a gás natural; e dois simulados com 100% da geração termelétrica sendo realizada a gás natural para os mesmos anos.

Os resultados financeiros encontrados indicaram que a potencial economia no custo da energia elétrica gerada no cenário simulado comparado ao cenário real seria na ordem de 6,1 bilhões de reais nos anos de 2014 e 2015. Assim, considerando as 59

usinas que integraram o universo da análise, o resultado aponta ineficiência no uso do ICB, o qual demonstrou as vantagens econômicas de certos empreendimentos no momento de suas contratações que não se concretizaram nos cenários de baixa hidrologia testados.

A principal contribuição desta dissertação foi a demonstração de que a forma de classificação dos empreendimentos de geração contratados por disponibilidade não se mostra adequada, uma vez que em períodos de baixa hidrologia os resultados operativos divergem dos esperados e usinas mais caras acabam por operar com maior frequência. Assim, fica clara a necessidade de os gestores de políticas energéticas se conscientizarem a respeito dessa questão e com outros pesquisadores buscarem desenvolver formas mais robustas de contratação de energia nova de empreendimentos despachados por disponibilidade. Tais formas devem evitar causar distorções, não prejudicar a competitividade entre as distintas fontes, como o gás natural e os óleos derivados do petróleo, e não provocar danos à competitividade do País.

Nesse contexto, este trabalho buscou contribuir para deixar clara a necessidade de se aprimorar a metodologia de classificação de empreendimentos de geração. Tal metodologia de contratação, que poderá ser objeto de estudos futuros, conforme mencionado, deve levar em conta os efeitos de eventuais anos de baixa hidrologia, buscando tornar a contratação de energia elétrica no Brasil mais econômica e mais aderente à volatilidade hidrológica do País.

REFERÊNCIAS

AGUIAR, F. L. *Modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise da capacidade de atração de capital privado para investimentos em geração de energia hidrelétrica*. 2007. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Usinas e Centrais Geradoras. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.

ARNHOLD, F. S. *A Formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e o impacto da volatilidade no cálculo das garantias financeiras*. Projeto de diplomação – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre/RS, 2012.

BRANDI, R. B. S. *Processo iterativo de construção da função de custo futuro na metodologia PDE: ConvexHull*. 2011. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora/MG.

BRASIL. Presidência da República. Ministério da Casa Civil. Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2014. Brasília/DF.

CASTRO, L. B; HERMANA, J. *Esperança, frustração e aprendizado: a história da nova república (1985-1989)*. Trabalho técnico – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia, Goiânia/GO, 2012.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Treinamento Newave-Decomp, 2014, São Paulo/SP.

_____. Dados de entrada da Projeção de PLD – Revisão 00 de dez./2015. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>.

_____. Resultados de leilões. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>.

CEPEL. Projeto Newave. Manual do usuário, Rio de Janeiro/RJ, 2003.

CUBEIROS, F. L. *Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise dos mecanismos de mitigação de riscos no mercado das distribuidoras*. 2008. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

DAVID, S. M. G. R. *Geração de energia elétrica no Brasil: uma visão legal-regulatória sobre riscos para o desenvolvimento da atividade e mecanismos de incentivo estabelecidos pelo Poder Público*. 2013. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica. Rio de Janeiro/RJ, 2007.

FAGUNDES, C. A. C. *Análise da estratégia de contratação de consumidores livres, tendo como balizamento a formação de preços no mercado cativo*. 2009. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

FLOREZI, G. *Consumidores livres de energia elétrica: uma visão prática*. 2009. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

GOMES, A. C.; ABARCA C. D. *O Setor Elétrico*, 2009. Disponível em: <www.bndes.gov.br>.

GVLAW. *Direito e economia na regulação setorial*. São Paulo: Saraiva, 2009.

HEIDER, R. B. *Conceitos básicos de risco na comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro e a atuação governamental*. 2009. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

JANUÁRIO, A. C. V. *O mercado de energia elétrica de fontes incentivadas: proposta para sua expansão e implicações na câmara de comercialização de energia elétrica*. 2007. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

KLIGERMAN, A. S. *Operação ótima de subsistemas hidrotérmicos interligados utilizando programação dinâmica estocástica dual*. 1992. Dissertação (Mestrado) – Universidade de Campinas, Campinas.

KSG. Kennedy School of Government. Case program; CR14-99-1540.0.

LANDI, M. *Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005*. 2006. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

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

MAYO, R. *Derivativos de eletricidade & gerenciamento de risco*. Rio de Janeiro: Synergia, 2009.

_____. *Mercados de eletricidade*. Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Boletim Semanal da Operação*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.

_____. Energia natural afluyente. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.

_____. Volume útil dos principais reservatórios. Disponível em <<http://www.ons.org.br>>.

PALOMINO, J. M. G. *Formação de preço de energia elétrica gerada por biomassa no Ambiente de Contratação Livre brasileiro: uma abordagem computacional baseada em agentes*. 2009. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto.

PINTO, M. *Energia elétrica: geração, transmissão e sistemas interligados*. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

RAMOS, D. Notas de aula do curso de “Formação de Preços e Comercialização de Energia Elétrica”, ministrado na Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

REGO, E. E. *Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações*. 2012. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

RODRIGUES, A. L. *Redes neurais artificiais aplicadas na previsão de preços do mercado spot de energia elétrica*. 2009. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

SILVA, B. G. *Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo*. 2011. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

SILVA, E. F. *Principais condicionantes das alterações no modelo de comercialização de energia elétrica: retrospectiva e análise crítica*. 2008. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

SIQUEIRA, T. G. *Comparação entre programação dinâmica estocástica primal e dual no planejamento da operação energética*. 2003. Dissertação (Mestrado) – Universidade de Campinas, Campinas.

VIEIRA, J. P. *Antivalor: um estudo da energia elétrica – construída como antimercadoria e reformada pelo mercado nos anos 1990*. Editora. São Paulo: Paz e Terra, 2005.

VITORINO, R. N. *Percepção de preços e aferição dos riscos de exposição financeira no ambiente de contratação livre*. 2011. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

WALVIS, A. *Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia*. 2014. Dissertação (Mestrado) – Fundação Getulio Vargas, São Paulo.