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

**LUCIANO JOSÉ DA SILVA**

# PROPOSTA DE INSERÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS COMO MECANISMO DE ARMAZENAMENTO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

**SÃO PAULO**
**2019**

LUCIANO JOSÉ DA SILVA

# PROPOSTA DE INSERÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS COMO MECANISMO DE ARMAZENAMENTO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

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

Orientadora: Prof$^{a.}$ Dr$^{a.}$ Virginia Parente

Versão Corrigida
(versão original disponível na Biblioteca do Instituto de Energia e Ambiente e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

SÃO PAULO
2019

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

FICHA CATALOGRÁFICA

da Silva, Luciano José.

Proposta de inserção de usinas hidrelétricas reversíveis como mecanismo de armazenamento no setor elétrico brasileiro. / Luciano José da Silva; orientadora: Virginia Parente. – São Paulo, 2019.

176 f.: il; 30 cm.

Tese (Doutorado em Ciência) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Planejamento energético. 2. Usinas hidrelétricas. 3. Energia térmica. 4. Fontes alternativas de energia. I. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: DA SILVA, Luciano José
Título: Proposta de inserção de usinas hidrelétricas reversíveis como mecanismo de armazenamento no Setor Elétrico Brasileiro

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

Aprovado em: 03/07/2019

Banca Examinadora

Prof. Dr. Luciano Dias Losekann
Universidade Federal Fluminense (UFF)

Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho
Instituição: Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI)

Prof. Dr. Lineu Belico dos Reis
Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EP/USP)

Prof. Dr. João Manoel Losada Moreira
Instituição: Universidade Federal do ABC (UFABC)

Dr$^{a.}$ Juliana Ferrari Chade Mummey
Instituição: COMERC

Prof$^{a.}$ Dr$^{a.}$ Virginia Parente
Instituição: Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP)
Presidente

À minha mãe, Regina, pela sua fé e por ser um exemplo de dedicação ao trabalho e de vontade de viver, mesmo com tantos desafios.

# AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer, em primeiro lugar, a Deus, por ser maior do que tudo em que acredito. Existem muitas dúvidas sobre o Universo, mas a fé que aprendi com minha família ainda me norteia em muitas direções.

Sou grato aos meus pais, Regina e Bransidio, por acreditarem em mim. Mesmo sem entenderem algumas das minhas decisões ao longo da vida, sempre me apoiaram. Com a ajuda deles, pude trilhar o caminho do conhecimento. Também agradeço à minha irmã Luciene e aos meus sobrinhos, Beatriz e Lucas, por tornarem nossos momentos agradáveis e divertidos.

Registro minha especial gratidão à Professora Virginia Parente pelos inspiradores momentos de discussão e trabalho. Cresci muito com sua visão de mundo, sempre ponderada e pautada nos princípios econômicos. Nossas reuniões sempre foram produtivas e divertidas. Obrigado por me apresentar novos caminhos.

Aos meus amigos, sempre presentes na minha vida, Marina Leal, Elisa Guida, Haline Rocha, Lara Cardoso, Isabela Souza, Jordano Roma e Evan Tripp, deixo a minha gratidão.

Ao apoio dos funcionários da Secretaria de Pós-Graduação, também sou sinceramente grato. Devo muito a todos, em especial a Juliana, a Adriana e a Raphael.

Ao Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo agradeço a oportunidade pela realização do curso de doutorado, e, em nome do Instituto estendo meu apreço a todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Energia.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), agradeço pela concessão da bolsa de doutorado e pelo apoio financeiro fundamentais à realização desta pesquisa.

“As in other industries with peak demands and no storage (airlines, vacations, hotels) the wholesale price of electricity varies tremendously with the demand/supply balance” (HUNT, 2002).

# RESUMO

DA SILVA, Luciano José. **Proposta de inserção de usinas hidrelétricas reversíveis como mecanismo de armazenamento no Setor Elétrico Brasileiro**. 2019. 176 f. Tese (Doutorado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

Esta tese analisa os custos de produção de usinas hidrelétricas reversíveis (UHERs) no Brasil e sugere modelos de mercado que possam incentivar a participação destes empreendimentos reconhecidos por adicionarem flexibilidade aos sistemas de potência. Partindo da constatação que o crescimento das energias renováveis tem impactado de forma relevante o funcionamento dos sistemas elétricos por se constituírem em fontes não despacháveis, reconhece-se que o armazenamento de energia pode cooperar para mitigar tais impactos. Dentre as tecnologias de armazenamento, as UHERs são as que apresentam maior capacidade instalada no mundo e, mais especificamente, um grande potencial no vasto parque hidráulico brasileiro. Diante de tal contexto, o objetivo desta tese é analisar a participação de usinas reversíveis como mecanismo de armazenamento de energia no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Para isto, em um primeiro momento, foi realizada uma comparação entre o desempenho de uma UHER em relação às usinas termelétricas a gás natural no atendimento à demanda de pico no Brasil por meio do método do *levelized cost of electricity* (LCOE). Em um segundo momento, foram propostos modelos de comercialização que valorassem adequadamente a energia armazenada. Os resultados das simulações realizadas indicam que para operações acima de 7 horas por dia, as UHERs apresentam custos inferiores aos das termelétricas a gás. Para as operações de menor duração, as tecnologias de atendimento à demanda de pico através de termelétricas a gás mostram-se mais viáveis. Logo, há cenários em que as usinas reversíveis são de fato competitivas, e podem ser especialmente úteis para países que, como o Brasil, contam com uma significativa participação de fontes hidráulicas no seu portfólio de geração. Para que tais cenários se tornem factíveis, será importante que o SEB consiga remunerar seus vários tipos de geração, levando em conta os serviços relacionados à demanda sistêmica de flexibilidade operativa no curto prazo. Como proposta para tornar essa realidade possível, sugere-se a adoção de medidas que contemplem os diferentes atributos no provimento da energia, tais como a remuneração pelos serviços ancilares e a implementação de mercado de congestionamento de rede e de mercado de capacidade.

Palavras-chave: Armazenamento de energia. Demanda de pico. Energias renováveis. Usina hidrelétrica reversível (UHER). LCOE.

# ABSTRACT

DA SILVA, Luciano José. **Assessment of integration of pumped hydro plants as energy storage technology in the Brazilian Electric Sector**. 2019. 176 f. Thesis (Doctor of Philosophy) – Institute of Energy and Environment, University of São Paulo, São Paulo, 2019.

The present study analyses the production costs of pumped hydro storage (PHS) in Brazil and suggests some architectures that may encourage the participation of this technology which adds flexibility to power systems. The cost of renewable energy sources, such as wind and solar, has been steadily declining and these technologies are increasingly installed in several countries. However, the growth of renewable energies has had a significant impact on the settings of power systems. While there are significant advances towards a low carbon generation portfolio, new challenges arise from the operation of variable sources. Energy storage systems can mitigate the effects of non-dispatchable renewable energies. Among the storage technologies, PHS has the world largest installed capacity it shows prominent potential in the Brazilian energy mix. Considering this context, especially in the Brazilian electricity market, this thesis has a main objective to propose trading arrangements to allow the participation of PHS as a mechanism of energy storage in the Brazilian Electric Sector (BES). Thus, this study made a diagnosis of the production costs of PHS in the current market, suggesting afterwards some measures that can improve the performance of such power plants. Firstly, a comparison between a PHS and some natural gas thermoelectric plants in the service of peak demand in Brazil was carried out using the levelized cost of electricity (LCOE) method. Secondly, market designs were presented for this type of energy storage. Regarding the plants that were candidates for expansion, government plans and literature data were used. The results of the simulations show that for operations above 7 hours per day, PHS presents lower costs than the compared alternatives. For shorter operations, traditional peak demand technologies that operate on natural gas are the most cost-effective. Thus, there are scenarios in which PHS could be interesting for countries that, like Brazil, have a significant share of hydraulic sources in their electricity mix. For such scenarios to become a reality, BES must remunerate the power plants for the services related to the flexibility provided in the short term. Flexibility is among the list of services delivered by PHS and other storage systems. Among the measures that encourage PHS, it is appointed the remuneration ancillary services, the implementation of network congestion fee and the capacity markets.

Keywords: Energy storage. Peak demand. Renewable energy. Pumped hydro storage (PHS). LCOE.

# LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Funções físicas da eletricidade ..... 11
Figura 2.2 - Estrutura do modelo monopolista ..... 16
Figura 2.3 - Estrutura do modelo de comprador único ..... 17
Figura 2.4 - Estrutura do modelo de competição no atacado ..... 18
Figura 2.5 - Estrutura do modelo de competição no varejo ..... 23
Figura 2.6 - Transição entre modelos de competição ..... 24
Figura 2.7 - Curva de carga ..... 42
Figura 2.8 - Horas permitidas de interrupção econômica de carga ..... 45
Figura 2.9 - Tempo de operação da última usina de tipo a ser construída ..... 46
Figura 2.10 - Cálculo da capacidade de pico requerida ..... 47
Figura 2.11 - Cálculo da capacidade intermediária requerida ..... 48
Figura 2.12 - Avaliação do número de horas de interrupção da oferta ..... 52
Figura 2.13 - Avaliação da capacidade de pico ..... 54
Figura 2.14 - Avaliação da capacidade intermediária ..... 56
Figura 2.15 - Curva de carga mostrando o problema de *missing money* ..... 60
Figura 3.1 - Principais componentes de sistemas de armazenamento de eletricidades e suas perdas ..... 65
Figura 3.2 - Atributos de um serviço de flexibilidade na oferta de energia elétrica ..... 67
Figura 3.3 - Arranjos para aplicação de sistemas de armazenamento de energia no sistema elétrico ..... 71
Figura 3.4 - Curva de carga típica com deslocamento de energia por meio de sistemas de armazenamento ..... 72
Figura 3.5 - Diferentes configurações de usinas reversíveis ..... 79
Figura 3.6 - Evolução das usinas reversíveis no mundo ..... 84
Figura 5.1 - Comportamento do LCOE de diferentes tecnologias, de armazenamento ou atendimento à demanda de pico, em função do número de horas de operação por ano ..... 104
Figura 5.2 - Variação do LCOE de diferentes tecnologias, de armazenamento ou atendimento à demanda de pico, para fatores de capacidade entre 14 a 17% ..... 105
Figura 5.3 - Variação do LCOE de diferentes tecnologias, de armazenamento ou atendimento à demanda de pico, para fatores de capacidade entre 29 a 31% ..... 107
Figura 5.4 - Usina reversível associada à fonte intermitente ..... 113

Figura 5.5 - Usina hidrelétrica reversível conectada diretamente à rede..... 113

# LISTAS DE TABELAS

Tabela 2.1 - Diferenças entre mercado balcão e bolsa de energia.....21
Tabela 2.2 - Serviços ancilares ofertados dentro do Sistema PJM.....29
Tabela 2.3 - Mudanças ocorridas no Setor Elétrico Brasileiro.....37
Tabela 3.1 - Comparação técnica das características de sistemas de armazenamento de energia .....69
Tabela 3.2 - Demais serviços oferecidos aos sistemas elétricos pelas tecnologias de armazenamento de energia .....75
Tabela 3.3 - Inventário de UHERs no Brasil.....80
Tabela 3.4 - UHERs construídas no Brasil.....81
Tabela 4.1 - Parâmetros econômicos por tipo de oferta .....97
Tabela 4.2 - Valores de impostos e encargos .....99
Tabela 4.3 - Eficiência por tecnologia.....99
Tabela 4.4 - Demais parâmetros de entrada .....99
Tabela 4.5 - Variação do custo do gás entregue na planta térmica de acordo com o grau de inflexibilidade.....100
Tabela 4.6 - Cronograma de desembolso dos custos de investimentos.....100
Tabela 5.1 - Média dos valores do PLD por patamar para o ano de 2016 .....110
Tabela 5.2 - Mercados para flexibilidade elétrica relacionados às usinas reversíveis .....117

# LISTAS DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---|---|
| ACL | Ambiente de Contratação Livre |
| ACR | Ambiente de Contratação Regulado |
| AIE | Agência Internacional de Energia |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| BETTA | *British Trading and Transmission Arrangements* |
| BES | *Brazilian Electric Sector* |
| BP | *British Petroleum* |
| C | Custo total |
| CAES | *Compressed air energy storage* |
| CAG | Controle Automático de Geração |
| CAPEX | *Capital expenditure* |
| CCEAR | Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CD | Custo do *Déficit* |
| CDE | Conta de Desenvolvimento Energético |
| $CE_{car}$ | Custo da eletricidade para bombeamento |
| Cencargos/impostos | Custos decorrentes de encargos e impostos no ano t |
| CFURH | Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos |
| CMg | Custo marginal |
| CMO | Custo Marginal de Operação |
| $C_{O\&M,t}$ | Custos de operação e manutenção no ano t |
| $C_{O\&M,variável}$ | Custos de operação e manutenção variáveis |
| $CO_2$ | Dióxido de carbono |
| CPAMP | Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico |
| CPSA | Contratos de Prestação de Serviços Ancilares |
| CRE | Comissão de Regulação de Eletricidade |
| CSLL | Contribuição Social sobre o Lucro Líquido |
| CT | Custo total |
| CTM | Custo total médio |

| | |
|---|---|
| CTt | Custos totais do armazenamento no ano t |
| CUSD | Contrato de Uso do Sistema de Distribuição |
| CUST | Contrato de Uso do Sistema de Transmissão |
| CVU | Custo Variável Unitário |
| $\Delta CT$ | Variação do custo total |
| $\Delta Q$ | Variação da quantidade produzida de energia |
| DNAEE | Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica |
| e | Taxa de câmbio de referência |
| $EAP_t$ | Quantidade de energia produzida pela planta de geração despachável no ano t |
| ECE | Esquema de Controle de Emergência |
| ECS | Esquema de Controle de Segurança |
| EDF | *Électricité de France* |
| EFR | *Enhanced Frequency Response* |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| ERDF | *Électricitré Réseau Distribution France* |
| EUA | Estados Unidos da América |
| EWGs | *Exempt Wholesale Generators* |
| FA | Custo fixo de uma usina do tipo A |
| FB | Custo fixo de uma usina do tipo B |
| FC | Custo fixo de uma usina do tipo C |
| FC | Fator de capacidade de uma usina |
| FERC | *Federal Energy Regulatory Commission* |
| FHC | Fernando Henrique Cardoso |
| GD | Geração distribuída |
| GEE | Gases de Efeito Estufa |
| GLD | Gerenciamento pelo lado da demanda |
| HH | Preço de referência da *commodity Henry Hub* |
| i | Taxa de desconto |
| IPE | *International Petroleum Exchange* |
| IR | Imposto de Renda |
| JDC | Juros Durante a Construção |
| L | Lucro |

| | |
|---|---|
| LCOE | *Levelized cost of electricity* |
| $LCOE_{arm}$ | *Levelized cost of electricity* referente ao armazenamento |
| $LCOE_{ger}$ | *Levelized cost of electricity* referente à geração |
| LEAP | *Long-range Energy Alternatives Planning System* |
| Li-ion | Íon-lítio |
| LMP | *Locacional marginal price* |
| MAE | Mercado Atacadista de Energia |
| MCI | Motores de combustão interna |
| MCP | Mercado de Curto Prazo |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| MUST | Montante do Uso do Sistema de Transmissão |
| n | Tempo de vida útil do sistema |
| $\eta$ | Eficiência global do sistema de armazenamento |
| NaS | Sulfeto de sódio |
| NEM | *National Electricity Market* |
| NETA | *New Electricity Trading Arrangement* |
| NGC | *National Grid Company* |
| NiCd | Níquel cádmio |
| NOME | *Nouvelle Organisation du Arché de l'Électricité* |
| O&M | Operação e manutenção |
| OFGEM | *Office of Gas and Eletricity Markets* |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| OTC | *Over-the-counter market* |
| P | Preço de mercado da eletricidade |
| Pe | Perdas na rede básica e consumo interno |
| P&D ANEEL | Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica |
| $Parcela_{DC}$ | Parcela referente aos demais custos dos contratos de fornecimento de gás natural |
| PASEP | Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público |
| PCS | *Heat rate* com base no poder calorífico superior (PCS) |
| PDE | Plano Decenal de Expansão de Energia |
| PHS | *Pumped hydro storage* |

| | |
|---|---|
| PIS | Programas de Integração Social |
| PJM | *Pennsylvania - New Jersey - Mariland Interconnection* |
| PLD | Preço da Liquidação das Diferenças |
| PPA | *Power Purchasing Agreement* |
| PT | Partido do Trabalhadores |
| Purpa Act | *Public Utilities Regulatory Act* |
| PX | *Power Exchange* |
| Q | Quantidade produzida de energia |
| R | Receita total |
| ROL | Receita operacional líquida |
| RTE | *Réseau de Transport d'Électricité* |
| SAE | Sistemas de armazenamento de energia |
| SCE | Sistema de conversão de energia |
| SEB | Setor Elétrico Brasileiro |
| SEF | Sistema Elétrico Francês |
| SEP | Sistema Especial de Proteção |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| SMD | *Standard Market Design* |
| SMES | *Superconducting magnetic energy storage* |
| t | Anos do tempo de vida útil do sistema |
| T | Período total de análise |
| t | Número de horas de operação de uma usina |
| TCC | Turbinas de ciclo combinado |
| TGA | Turbinas a gás aeroderivativa |
| TGI | Turbinas a gás industrial |
| Ti | Número de horas de interrupção do suprimento |
| TSA | Tarifa de Serviços Ancilares |
| TUSD | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição |
| TUST | Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão |
| UBP | Uso de Bem Público |
| UHER | Usinas hidrelétricas reversíveis |
| UHER caso 1 | Usinas hidrelétricas reversíveis caso 1 |
| UHER caso 2 | Usinas hidrelétricas reversíveis caso 2 |

| | |
|---|---|
| UKAPX | *Automated Power Exchange* |
| UKPX | *UK Power Exchange* |
| VA | Custo variável de uma usina do tipo A |
| VB | Custo variável de uma usina do tipo B |
| VC | Custo variável de uma usina do tipo C |
| VOLL | *Value of Lost Load* |
| WACC | *Weighted average cost of capital* |
| WEM | *Wholesale Electricity Market* |
| X | Número de horas de funcionamento da última usina de pico construída |
| Y | Número de horas de funcionamento da última usina de carga média construída |
| ZnBr | Zinco-Bromo |

# SUMÁRIO

RESUMO ..... vii

ABSTRACT ..... viii

LISTA DE FIGURAS ..... ix

LISTAS DE TABELAS ..... xi

LISTAS DE ABREVIATURAS E SIGLAS ..... xii

SUMÁRIO ..... xvii

1 INTRODUÇÃO ..... 1

1.1 Motivação, justificativa e relevância do tema ..... 2

1.2 Objetivos, questão central e hipótese ..... 6

1.3 Metodologia ..... 7

1.4 Estrutura capitular ..... 8

2 PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO ..... 10

2.1 Mercados de energia elétrica ..... 10

2.2 Visão conceitual dos modelos de mercado ..... 14

2.3 Panorama internacional do setor elétrico ..... 24

2.4 Evolução do Setor Elétrico Brasileiro ..... 34

2.5 Custos de produção de eletricidade ..... 38

2.6 Escolha de novos supridores de energia ..... 41

2.7 Formação dos preços nos mercados de eletricidade ..... 57

2.8 Considerações finais ..... 61

3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ..... 63

3.1 Tecnologias de armazenamento de eletricidade ..... 63

3.2 Armazenamento por hidrelétricas no Brasil ..... 77

3.3 Caracterização das usinas reversíveis ..... 78

3.4 Mecanismos de receita para as usinas reversíveis ..... 85

3.5 Aspectos comerciais e regulatórios das usinas reversíveis ..... 87

3.6 Considerações finais ..... 88

4 MÉTODOS ..... 90

4.1 Comparação de projetos para atendimento à demanda de pico ..... 90

4.2 Arranjos comerciais ..... 100

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES ..... 101

5.1 Análise comparativa de usinas hidrelétricas reversíveis e termelétricas a gás natural . 101

5.2 Proposição de modelos de negócios para usinas reversíveis ..... 112

6 CONCLUSÕES ..... 123

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS ..... 130

APÊNDICES ..... 138

# 1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico em diversos países vem apresentando constantes mudanças em seus mais variados aspectos. No caso do Brasil, não poderia ser diferente. A geração de energia, que inicialmente era predominantemente decorrente de plantas hidrelétricas e termelétricas, vem ganhando diferentes contornos com a introdução de novas fontes renováveis, tanto no já tradicional modelo centralizado, como em arranjos distribuídos (CORRÊA DA SILVA; DE MARCHI NETO; SILVA SEIFERT, 2016). Neste contexto, a evolução dos mercados de energia tem exigido pesquisa e aperfeiçoamento não apenas para o desenvolvimento de tecnologias, mas também para o planejamento que se torna de fundamental importância em diversos segmentos relativos às questões regulatórias, técnicas, ambientais, sociais, entre outras.

Tendo em vista o aumento continuo do uso de fontes intermitentes (EPE, 2015), bem como as oscilações na geração hidrelétrica no Brasil (CORRÊA DA SILVA et al., 2016), torna-se relevante investigar as alternativas de investimento em sistemas de armazenamento de energia. Este trabalho se propõe a fazer um levantamento das tecnologias disponíveis para armazenamento de energia elétrica, em especial sobre as usinas hidrelétricas reversíveis (UHER), para em seguida avaliar a viabilidade de tais usinas e discutir sobre possíveis modelos que permitam a participação de tais empreendimentos de armazenamento de grande porte no Brasil.

Desta forma, este capítulo de introdução tem o intuito de apresentar a proposta desta tese de doutorado do Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. Para tanto, o presente Capítulo encontra-se dividido em quatro seções que abordam: (i) a motivação, a justificativa e a relevância do tema; (ii) os objetivos, a questão central e a hipótese levantada; (iii) a metodologia a ser adotada; e (iv) a estrutura capitular de todo o documento.

## 1.1 Motivação, justificativa e relevância do tema

Dentre as mudanças pelas quais diversos sistemas elétricos pelo mundo passam durante o século XXI, podem-se citar questões como a redução das emissões de carbono, a transição para redes inteligentes, o aumento da geração distribuída (GD), a inserção dos veículos elétricos, e a necessidade de armazenar energia (ANUTA et al., 2014; BP, 2016; CHEN, C. L.; CHEN; LEE, 2015; IEA, 2015; LUND, H.; MATHIESEN, 2012; MORONI; ANTONIUCCI; BISELLO, 2016; VAHL; RÜTHER; CASAROTTO FILHO, 2013). No Brasil, ainda se tem o desafio de lidar com questões como o grande parque instalado de hidrelétricas, que é muito sensível à crises hídricas, sem contar que há fortes pressões sociais e ambientais que impedem a construção de grandes reservatórios (CORRÊA DA SILVA et al., 2016). A redução da capacidade de regularização dos reservatórios impacta fortemente a oferta de energia. Todas estas questões devem ser consideradas no planejamento energético e nas mudanças regulatórias necessárias. Neste sentido, esta introdução demostra com maiores detalhes o nexo entre geração variável e armazenamento de energia realizado por UHER.

O ideal do desenvolvimento sustentável deve ser um delineador na tomada de decisões. Para garantir as escolhas das gerações atuais e futuras, é indispensável considerar o princípio da precaução, principalmente em relação ao acontecimento e à causa não consensual do aquecimento global (VEIGA, 2015). Ademais, é relevante levar em consideração nos processos de decisão a ocorrência de mudanças climáticas com a acentuação de eventos extremos (PACHAURI et al., 2014) e as emissões de combustíveis fósseis como um problema de saúde pública. Assim, medidas que contribuem para diminuição dos gases de efeito estufa (GEE), como o uso de fontes renováveis, devem ser incentivadas.

A Agência Internacional de Energia (AIE) aponta em seus cenários as fontes renováveis como uma tecnologia chave no esforço para reduzir as emissões de dióxido de carbono ($CO_2$). Ademais, destaca, também, a relevância da geração de energia por plantas nucleares e a implantação de medidas que aumentem a eficiência energética para redução de emissões. É importante considerar que produção de energia e o seu uso é responsável por dois terços dos GEEs do mundo (IEA, 2015).

No que se refere a redução das emissões de GEE, as fontes renováveis podem contribuir substancialmente (BP, 2016; IEA, 2015). Considerando o atual cenário adotado por grande parte dos países para enfrentar o desafio de reduzir os índices de emissões de GEE, o Brasil apresenta um potencial elevado para atingir tais metas através da geração renovável. O país é um grande mercado para expansão de energias renováveis (LOSEKANN et al., 2013; TRANNIN, 2016).

De fato, é possível constatar que há uma tendência mundial de aumento da contribuição das fontes renováveis para a produção de energia elétrica (BP, 2016; HUSSAIN; ARIF; ASLAM, 2017; IEA, 2015). No Brasil, as renováveis deverão representar perto de 79% da geração de eletricidade em 2027. Destaque para a energia eólica, que dos 7 % de geração de eletricidade em 2017, deverá passar para 11% em 2027, devido à expansão de 15 GW planejados para o período (EPE, 2015;2018).

Grande parte das emissões antropogênicas de $CO_2$ são causadas por combustíveis fósseis (PAPAEFTHYMIOU; DRAGOON, 2016), por isso se vislumbra opções de geração como eólica e solar, principalmente. Tais fontes, contudo, nem sempre estão disponíveis para a geração no instante em que precisariam ser acionadas (IBRAHIM, H.; ILINCA; PERRON, 2008; ZHANG et al., 2017).

O Brasil sempre teve sua geração de eletricidade baseada fortemente em hidrelétricas. Embora a geração hidráulica seja intermitente e dependente do regime de chuvas, o uso de grandes reservatórios permitia uma significativa regularização das vazões. Entretanto, houve redução da capacidade de regularização dos reservatórios das hidrelétricas brasileiras, tanto por motivos relacionados à crise hídrica, como pelas dificuldades decorrentes de limitações geográfica ou ambiental. Grande parte do potencial hídrico está na região Amazônica, que é muito plana (dificultando a construção de reservatórios ou exigindo grandes áreas alagadas) e apresenta *habitats* importantes que precisam ser preservados.

A opção vislumbrada pelo governo brasileiro, através de hidrelétricas a fio d'água, não tem capacidade de armazenamento e gera energia em proporção ao fluxo do rio. Embora tal possibilidade amplie a participação da fonte hidráulica, tem-se nas hidrelétricas a fio d'água uma geração bastante intermitente. Há uma previsão de aumento na capacidade hidrelétrica brasileira de 40% até 2022, principalmente na região Amazônica. Mas o aumento da capacidade

de armazenamento será somente de 2% neste mesmo período. Sem um acréscimo proporcional da capacidade de armazenamento, a geração hidráulica não terá acumulação suficiente para prover energia durante todo período seco, ou seja, naqueles meses de baixa pluviosidade (HUNT, J. D.; FREITAS; PEREIRA JUNIOR, 2014).

Assim, o paradigma do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) apresenta desafios a serem superados. Isso exige medidas mitigadoras para estabilizar as fontes de geração consideradas intermitentes e adicionem flexibilidade ao sistema, bem como dispor de: (i) capacidade de *backup* baseada em combustíveis armazenáveis, como os fósseis, a biomassa ou a mesmo a água; (ii) interligações entre redes; ou ainda (iii) recursos de armazenamento de energia, que podem aumentar a capacidade da rede para lidar com problemas de estabilidade (FAIAS; SOUSA; CASTRO, 2009). Os sistemas de armazenamento de energia detêm o atributo de flexibilidade operativa, fator importante para poder responder a variações drásticas da demanda (CHAMBERLAND; LEVESQUE, 1996).

As tecnologias de armazenamento de energia estão ganhando cada vez mais relevância nos sistemas energéticos. As opções em desenvolvimento para armazenamento incluem: baterias; ar comprimido; bombeamento de água; sistemas cinéticos (volantes); magneto-condutores; ultracapacitores, hidrogênio, entre outros (GALLO et al., 2016; IBRAHIM, H. et al., 2008). Algumas tecnologias, como baterias, apresentam custos de investimento significativamente elevados. As UHER, por sua vez, são a opção em maior escala comercial no mundo para adicionar flexibilidade aos sistemas elétricos. Elas têm se mostrado economicamente viáveis em determinados países, tais como França, China e Japão (BARBOUR et al., 2016).

Há vários nichos de mercado para a estocagem de energia. Dentre eles está a possibilidade de uso de sistemas de armazenamento para *larga escala*, deslocando carga diurna através de bombeamento de água ou ar comprimido, sendo que esta é a modalidade que vem se mostrando mais atrativa nos mercados desregulados. Outra possibilidade é a utilização de sistemas em *escalas menores* de armazenamento de energia, pois podem aumentar a competitividade da geração distribuída. Em qualquer modalidade, a redução de custos mostra-se essencial para qualquer sistema considerado (DE MACEDO, 2003).

As UHER são basicamente hidrelétricas com uma componente adicional de turbinamento de água. Em países como: Brasil, China, Canadá, Estados Unidos, Rússia, Noruega, Índia, Japão

e Venezuela; com significativa presença de geração hidráulica (ARDIZZON; CAVAZZINI; PAVESI, 2014; IEA, 2018); as UHER trazem a vantagem de serem uma tecnologia mais familiar pela forte presença no *mix* de oferta interna de hidro eletricidade. Em outras palavras, há um aspecto não desprezível da curva de aprendizagem através do *learning by doing*, *scale efect*, e *learning by searching* (BARBOSA). Uma possibilidade é construir novas plantas de UHER, a outra, em princípio potencialmente mais econômica, seria avaliar a inserção dessa tecnologia em parques hidráulicos pré-existentes. Os países citados, com grande capacidade instalada de hidrelétricas, podem obter energia armazenada por custos menores ao fazerem o *retrofitting* de uma planta convencional.

Apesar de os sistemas de armazenamento de energia serem caros (IBRAHIM, H. et al., 2008; LUND, HENRIK et al., 2012) e envolverem sucessivas transformações e algumas perdas energéticas (BLONBOU; MONJOLY; BERNARD, 2013), eles também apresentam uma série de benefícios para todo o sistema elétrico. Diversos autores citam vantagens como: controle de tensão, fornecimento e correção do fator de potência, mitigação de cintilação, gestão do fluxo de energia, reorientação do fluxo de energia, redução dos fluxos de potência reversa, auxilio na arbitragem e equilíbrio de mercado, auxilio na conformidade com as normas de segurança energética, e contribuição para a gestão da rede (CHEN, H. et al., 2009; GALLO et al., 2016; WADE et al., 2010).

Neste contexto, torna-se relevante investigar as alternativas de investimento em sistemas de armazenamento de energia que possam aumentar a flexibilidade dos sistemas elétricos de potência. O modelo vigente do SEB não contempla com detalhes as inovações e necessidades discutidas, sendo necessária uma série de aperfeiçoamentos. De acordo com o apresentado, é de grande importância uma análise sistemática do modelo atual do setor para que sejam propostos aprimoramentos. Exercício esse que deve ser contínuo e célere, uma vez que as transformações ocorrem sempre de maneira dinâmica. Somente nesse sentido o sistema realmente pode garantir segurança energética, modicidade tarifária e inserção social. Dentre os desafios colocados, este trabalho enfocará nas adaptações do modelo brasileiro para que usinas de armazenamento de energia como as UHER possam operar de forma competitiva.

## 1.2 Objetivos, questão central e hipótese

Mediante as transformações no mercado de eletricidade e a necessidade de adaptação aos desafios atrelados ao desenvolvimento tecnológico e em demais áreas, esta tese tem como *objetivo principal*:

- propor arranjos regulatórios que permitam a participação de usinas hidrelétricas reversíveis como mecanismo de armazenamento de energia no Setor Elétrico Brasileiro, de modo a dinamizar o modelo institucional em vigor.

Ademais, os objetivos secundários são:

(i) revisar a bibliografia a respeito de modelos regulatórios e usinas reversíveis;

(ii) apresentar informações de custos sobre plantas de geração e armazenamento;

(iii) compreender o motivo pelo qual não há uma participação significativa de UHERs no Brasil;

(iv) fazer uma análise de custos das UHERs caso estes empreendimentos fossem implementados no SEB sem nenhuma mudança regulatória significativa.

A inserção das usinas reversíveis no Brasil requer algumas definições mais claras das regras de mercado. Como *pergunta central* do estudo, questiona-se como o modelo institucional do SEB deve avançar para que permita a inserção de novas tecnologias, como a operação de usinas reversíveis ofertando o serviço de armazenamento de energia em larga escala.

Nesse sentido, a *hipótese* a ser investigada ao longo da tese é que o modelo do SEB pode prosseguir através da inserção de usinas reversíveis desde que essa modelagem contemple segurança regulatória aos novos investidores. Ademais, será investigado se tais investimentos poderão ser liderados pelos geradores já existentes ou por novos empreendedores que venham a trabalhar em associação com esses, a exemplo do que ocorre em outros países.

## 1.3 Metodologia

Para o desenvolvimento da tese, a metodologia utilizada para sua construção será dividida em sete partes: (i) entendimento do problema; (ii) organização e classificação da bibliografia, principalmente com relação a avanços em outros países; (iii) diagnóstico do modelo institucional do setor elétrico para levantar pontos com relação ao armazenamento de energia e inserção de UHERs; (iv) levantamento dos dados de entrada para simulação de custos de uma UHER e demais fontes térmicas a gás natural; (v) simulação de operação contemplando as UHERs e fontes tradicionais de atendimento à demanda de pico; (vi) apresentação da propostas de modelos regulatórios que contemplem a inserção de UHERs; e (vii) análise dos resultados com base no modelo teórico apresentado, considerando a simulação realizada.

Na etapa de entendimento do problema será feita uma análise detalhada do setor elétrico, destacando os problemas enfrentados durante diferentes fases e as mudanças implantadas. Os desafios futuros, mediante as novas tendências para o setor, também serão levantados com uma ênfase nas deficiências relacionadas ao armazenamento de energia.

Também serão realizadas pesquisas na bibliografia pertinente ao setor, principalmente para buscar modelos institucionais que contemplem a comercialização de energia armazenada por grandes plantas em funcionamento ou em discussão em outros países. Para detectar as possíveis lacunas para operação de empreendimentos de armazenamento no país serão visitados leis e decretos setoriais relacionados ao modelo institucional em vigor.

Com base em dados disponibilizados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pela Câmara de comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), foi simulado a operação de UHERs e plantas térmicas. Os resultados obtidos foram avaliados pela aplicação de um índice de custos, o *Levelized Cost of Electricity* (LCOE).

Em seguida, com base na análise dos problemas detectados, considerando as experiências levantadas em outros países e as especificidades regionais; alguns modelos de remuneração foram propostos para que se permita a comercialização de energia armazenada por UHERs dentro do sistema elétrico brasileiro. Tais estruturas de comercialização foram apresentadas (i)

com o mínimo de mudanças drásticas do setor, visando uma melhor eficiência de mercado atual; e (ii) considerando mudanças mais profundas do modelo atual do SEB.

## 1.4 Estrutura capitular

A estrutura do trabalho está dividida em seis capítulos. O primeiro corresponde à esta Introdução na qual foram apresentadas a motivação e a justificativa para o desenvolvimento do estudo, bem como, os objetivos principais e secundários. Nela também foram contempladas a questão central e a hipótese elaborada diante do problema de pesquisa. Em seguida, fez-se uma descrição dos métodos empregados para refutar ou corroborar a hipótese. A estruturação dos capítulos também foi apresentada nessa etapa.

O segundo capítulo faz uma revisão da literatura abrangendo os pontos pertinentes aos conceitos fundamentais sobre sistemas elétricos. Dentre eles destacam-se: (i) os mercados de eletricidade no mundo e no Brasil, enfatizando a evolução dos modelos de remuneração de energia que contemplam o armazenamento; (ii) custos de eletricidade; (iii) escolha de supridores de energia elétrica; e (iv) formação de preços. O terceiro capítulo descreve as principais tecnologias de armazenamento de energia elétrica disponíveis com ênfase nas UHERs.

Já o capítulo quatro traz a apresentação detalhada dos métodos utilizados. Apresentam-se as simplificações e premissas assumidas para simular a operação de diferentes usinas do mercado de eletricidade brasileiro. As variáveis assumidas para o cálculo do LCOE também são explicitadas.

A apreciação dos cenários de geração é realizada no capítulo cinco, trazendo as análises de custos simulados e detalhamentos por meio de gráficos e tabelas. Nesta seção, são apresentadas diferentes estruturas de remuneração de energia armazenada por UHERs.

Por fim, as considerações finais são sumarizadas no capítulo seis, apresentando as principais respostas para a pergunta levantada, bem como uma retomada dos objetivos propostos. Nessa

seção, também, são destacadas as indicações para trabalhos futuros, as limitações e as dificuldades encontradas para a realização da tese.

# 2 PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO

A revisão da literatura realizada nesta etapa visa fornecer um arcabouço teórico para entendimento de diversos temas ligados ao funcionamento de sistemas elétricos. Assim, o presente texto está dividido em oito partes. Na primeira parte, é abordada uma apresentação do mercado de energia elétrica e suas reformas rumo à abertura de mercado. Na segunda, as estruturas típicas de mercado são colocadas de acordo com a evolução do grau de competição. Na terceira e quarta, é apresentada uma evolução dos modelos regulatórios de alguns mercados internacionais e do Brasil, respectivamente. Na quinta, é exposto o conceito de custo de produção. Já na sexta, é explicado como é feita a escolha de supridores de energia elétrica. Na sétima, há uma discussão sobre a formação de preços no mercado de eletricidade. Por fim, a sétima, sintetiza algumas considerações finais sobre o capítulo.

## 2.1 Mercados de energia elétrica

De acordo com Hunt (2002), é possível constatar que os sistemas elétricos ao redor do mundo são similares fisica e operacionalmente. Isso porque, de modo geral, eles contemplam as funções físicas típicas da indústria de eletricidade, que são: geração, operação do sistema, transmissão e distribuição, como mostra a Figura 2.1. As funções de comercialização podem ser realizadas em dois segmentos: atacadista e varejista. A transmissão e a distribuição são funções de transporte, sendo que a primeira está em rede e atende grandes áreas e a segunda atende pontos de consumo com abrangência local (HUNT, S., 2002).

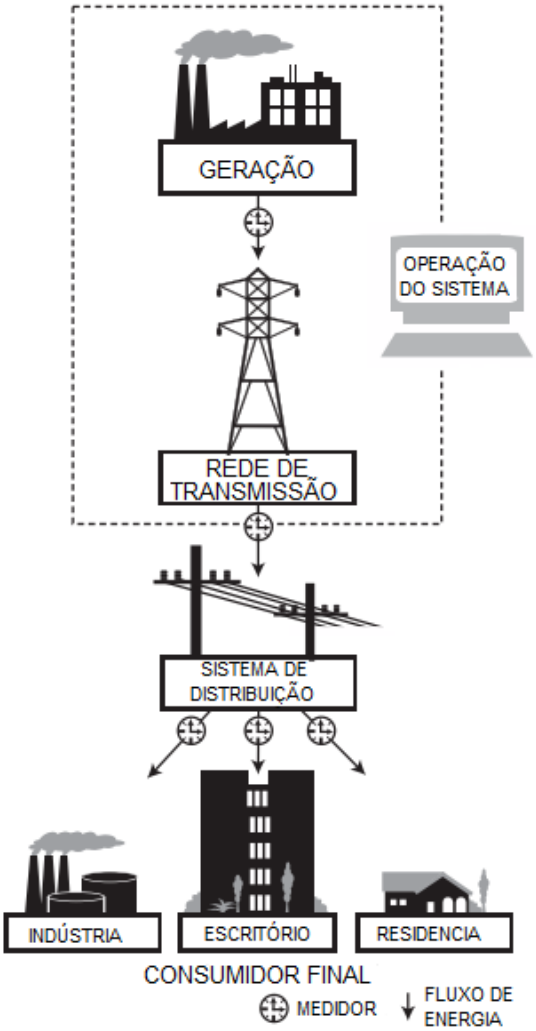


Figura 2.1 - Funções físicas da eletricidade
Fonte: Adaptado de Hunt (2002).

Mayo (2012) afirma que o mercado de eletricidade consiste na transação de energia entre seus agentes; como geradores, distribuidores, consumidores e outros intermediários; permitindo a entrega de energia no curto prazo e no futuro. Tem-se dois tipos de contratação: a física, na qual a eletricidade é gerada e entregue; e a financeira, cuja finalidade é de mitigar a volatilidade do preço.

Os sistemas elétricos são formados por uma grande rede à qual estão conectados todos os seus participantes (HUNT, S., 2002; KIRSCHEN; STRBAC, 2004). É necessária uma coordenação em paralelo com a competição dos agentes de mercado, pois há uma grande interdependência entre os integrantes, sendo que as decisões tomadas por alguns deles afetam o sistema como um todo (HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, 1996).

A concorrência no setor elétrico geralmente significa competição apenas na geração e nas vendas atacadista e varejista. Esses são os seguimentos que podem ser desregulamentados, pois seus preços permitem serem estabelecidos em mercados competitivos e não por reguladores (HUNT, S., 2002). A regulação tem como objetivo controlar os preços dos fornecedores monopolistas e restringir a entrada de agentes no mercado. Já a desregulamentação consiste em eliminar os controles sobre os preços e permitir a entrada de fornecedores concorrentes (KIRSCHEN; STRBAC, 2004).

A organização típica da indústria, antes da desregulamentação, era de empresas verticalmente integradas, incorporando todas as funções. Essas detinham as usinas geradoras e coordenavam o planejamento da geração e da transmissão. Em tempo real, os operadores do sistema coordenavam as usinas geradoras, informando-as sobre quando realizar o despacho, de modo a não sobrecarregar a rede de transmissão. Os clientes recebiam uma conta que tinha todas as operações agrupadas, da produção ao varejo, em uma única tarifa (KIRSCHEN; STRBAC, 2004). As empresas verticalmente integradas tinham monopólios em suas próprias áreas e, por isso, os preços eram regulamentados. Nos Estados Unidos, tal regulação era feita em nível estadual; embora em alguns outros países, pelo governo central (NERY, 2012).

Hunt (2002) também ressalta que os sistemas de transporte, transmissão e distribuição, não costumam ser competitivos, pois são monopólios naturais. Não faz sentido econômico, ambiental ou estético construir múltiplos conjuntos de sistemas de transmissão concorrentes. As linhas de transmissão precisam servir a todos, e nesse sentido, necessitam ser reguladas. As operações do sistema também têm que ser um monopólio, uma vez que o operador do sistema tem de controlar todas as plantas em uma área de controle ou o sistema não funcionará (PINTO JR., 2016).

A preocupação é que, nos processos de reestruturação de um determinado mercado de eletricidade, as partes competitivas precisam ser separadas das partes regulamentadas e a coordenação que estava funcionando bem nas empresas integradas sob regulamentação pode ser perdida. As instituições devem ser concebidas para substituir a coordenação interna existente anteriormente sem perderem as suas eficiências. Isso tem sido feito com sucesso em partes da América, e também no exterior, mas ainda é o grande desafio (HUNT, S., 2002; KIRSCHEN; STRBAC, 2004).

Hunt (2002) destaca que enquanto a eficiência é um objetivo, a competição é o meio para tal. As reformas do setor elétrico em diferentes países são muitas vezes chamadas de acesso livre (*open access*), reestruturação e desregulamentação (*deregulation*); mas estes termos são apenas as ferramentas para alcançá-las. A competição na geração requer acesso livre aos fios de transmissão e distribuição, de modo que qualquer produtor possa usá-los. Acesso livre significa que todos recebem o mesmo acordo, sem discriminação na oportunidade de usar os fios ou no custo para usá-los.

Tradicionalmente, os clientes compravam eletricidade a partir de apenas um fornecedor (ou seja, do monopólio local e integrado verticalmente). Sob a desregulamentação, eles têm a oportunidade de escolher seu fornecedor, e o "*retail access*" refere-se à capacidade dos fornecedores de alcançar clientes por meio de fios de distribuição locais.

O processo de reestruturação de um mercado de eletricidade muda o ambiente das empresas existentes, separando algumas funções e combinando outras, e algumas vezes surge outras empresas. O objetivo é evitar comportamentos discriminatórios, ou criar mais concorrentes, ou consolidar a transmissão em uma ampla região. A reestruturação é demorada, mesmo quando o governo é o controlador do segmento e deseja inserir concorrência. Dividir os ativos físicos e financeiros entre as novas empresas é muitas vezes o principal elemento no caminho crítico para a reestruturação, mesmo quando tudo está acordado.

Apenas declarar a indústria desregulamentada e fornecer acesso livre ao sistema de transmissão não pode produzir mercados competitivos de eletricidade. Os fornecedores existentes são monopólios locais com 100% de uma área local tanto na produção quanto no varejo. Não seria surpreendente se eles fossem fornecedores dominantes depois de tal "desregulamentação". Então, algo a mais tem que acontecer para a desregulamentação produzir concorrência. Na verdade, para a concorrência funcionar na indústria elétrica, há uma longa lista de condições que devem estar em vigor antes da desregulamentação. Hunt (2002) sugere uma lista de verificação, uma prescrição padrão, das mudanças necessárias. As cinco principais mudanças estão relacionadas com:

1. Lado da demanda: medição horária para a maior parte do consumo (isso não significa a maioria dos clientes) e planos de preços que expõem os clientes ao preço *spot* de parte de seu consumo.

2. Acordo comercial (*trading arrangement*): operações do sistema separadas dos agentes de mercado. Negociação baseada em modelo integrado, com despacho centralizado e custo locacional da energia

3. Modelo de negócio de transmissão: controle de transmissão separado dos agentes de mercado; arranjos de preços e expansão; preferência por companhias de transmissão reguladas e regionais incorporando o operador do sistema.

4. Lado da oferta: remoção de barreiras à entrada de novos supridores. A aquisição do controle de uma companhia do regime antigo deve ser feita por avaliação de ativos. Expansão das áreas de mercado melhorando a transmissão. Se necessário, para o controle do poder de mercado, dividir as empresas de geração em unidades menores.

5. Acesso ao varejo: quando os mercados de geração estão funcionando, o poder de escolha deve estar disponível para todos os clientes. Isso requer um extenso mecanismo de liquidação e educação do cliente, e decisões sobre a provisão padrão.

## 2.2 Visão conceitual dos modelos de mercado

Os mercados tendem a ser mais competitivos no setor elétrico a medida que instrumentos como a desverticalização são implementados, pois inibe as empresas verticalizadas de atuarem em mercados de monopólio natural, como a distribuição e a transmissão (AGUIAR FILHO, 2007). A experiência internacional mostra que grande parte dos países desenvolvidos migrou de modelos verticais para modelos competitivos, começando as transformações no segmento de geração e posteriormente evoluindo para a liberalização de todo o mercado cativo (BRUNEKREEFT, 2015; DE SANTANA; DE OLIVEIRA, 1999; GUGLER; RAMMERSTORFER; SCHMITT, 2013).

Nos primórdios, não se cogitava a separação entre o produto energia elétrica e o serviço de transporte devido à dificuldade técnica para a estruturação de um sistema de controle central que reunisse uma elevada gama de empresas geradoras e os respectivos sistemas de transmissão. A operação de um sistema elétrico interligado com razoável confiabilidade e sem dificuldades

comerciais decorrentes de tal operação era vista como um grande desafio. Tal concepção começou a mudar em 1978 nos Estados Unidos, durante a crise do petróleo. Buscando incentivar a eficiência energética e a reduzir a dependência por combustíveis fósseis, estabeleceu-se que as empresas concessionárias do setor de eletricidade deveriam comprar energia de produtores independentes por preços equivalentes aos custos evitados. A Inglaterra também caminhou para essa direção por meio do processo de privatização conduzido pelo governo em 1988, desverticalizando as empresas existentes, separando as funções de geração, transmissão distribuição e comercialização (BANDEIRA, 2003).

As reestruturações e privatizações ocorridas nos Estados Unidos da América (EUA) e Inglaterra mostraram que os óbices técnicos e comerciais, na separação do produto energia elétrica do seu serviço de transporte, poderiam ser superados. Isto incentivou uma série de processos de reorganização da indústria de energia elétrica em países como Suécia, Finlândia, Dinamarca, Chile e outros (BANDEIRA, 2003; JOHNSEN; OLSEN, 2011; JOSKOW, P. L., 2005).

Há diversas formas de organizar a indústria de energia elétrica. Os seguintes modelos mostram a transformação do setor elétrico para níveis de maior competição: (i) monopólio, (ii) agência de compra, (iii) competição no atacado e (iv) competição no varejo (HUNT, S., 2002). Diversas variações de arranjos estruturais são possíveis, sendo que até mesmo combinações entre os quatro modelos. As estruturas básicas permitem, a partir de análise expedita do modelo aplicado ou do modelo planejado, concluir em qual dos quatro tipos um sistema se enquadra e conhecer os agentes e suas respectivas atribuições (BANDEIRA, 2003). A seguir, uma breve descrição das principais estruturas de mercado. O Capítulo 3 retomará os conceitos aqui apresentados sobre modelos de mercado e fará uma análise sobre como eles estão relacionados com os sistemas de armazenamento de energia.

### 2.2.1 Modelo monopolista

No modelo monopolista, o mercado é dominado apenas por concessionárias de serviço público verticais com monopólio total nas suas regiões de atuação, sendo autorreguladas ou reguladas por uma terceira entidade (AGUIAR FILHO, 2007). Este modelo caracteriza-se por ser um

ambiente sem competição. Um monopólio detém tanto a produção de eletricidade como a transmissão para as companhias distribuidoras ou consumidores finais (BANDEIRA, 2003).

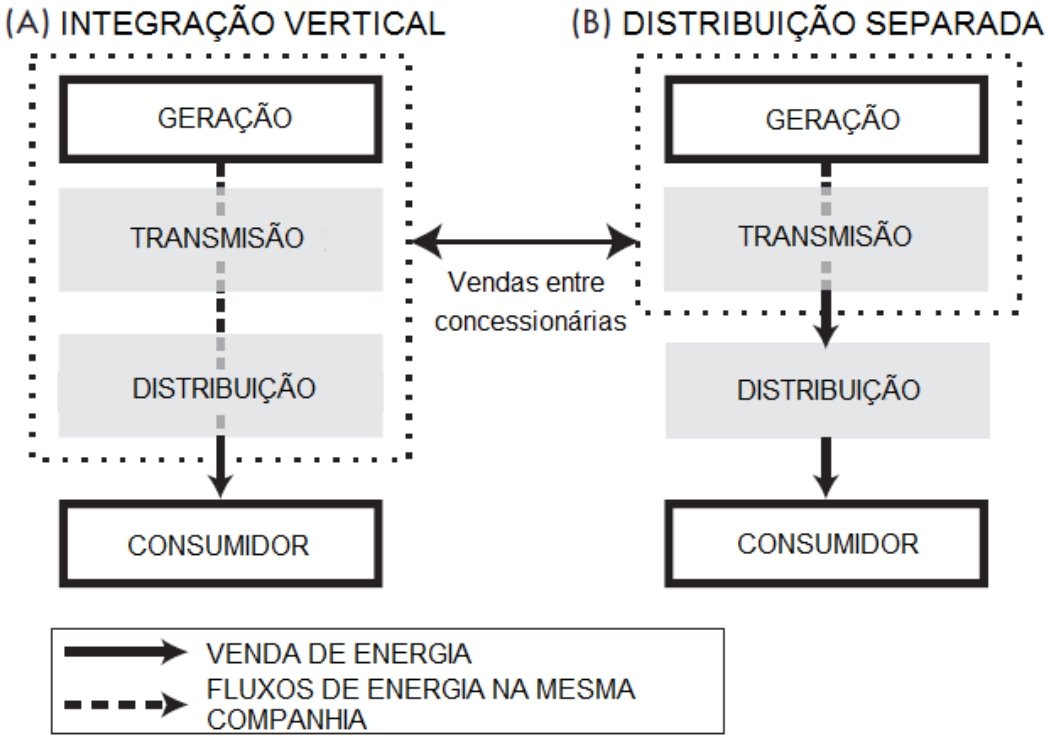


Figura 2.2 - Estrutura do modelo monopolista
(a) e (b) destacam a venda de energia entre concessionárias de diferentes regiões
Fonte: Adaptado de Hunt (2002).

Essa foi a forma de estruturação original da maioria dos sistemas desde a sua concepção como rede de integração a partir de meados do século XIX. A organização do mercado brasileiro no período anterior a meados da década de 1990 pode ser enquadrada como um monopólio. Tinham-se áreas de concessão para exploração da geração (tanto com empresas federais, como estaduais) e para a venda de energia, para as distribuidoras locais e para as supridoras regionais. Havia reserva de mercado e tarifas definidas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) baseadas no custo de serviço (MELLO, 2012).

### 2.2.2 Agência central de comercialização ou modelo do comprador único ou modelo de aprovisionamento competitivo

No modelo de Agência Central de Comercialização, as empresas de geração, transmissão e distribuição realizam suas atividades em um ambiente com despacho centralizado e coordenado por uma única companhia, que detém exclusividade sobre a comercialização de energia, tanto nas transações de compra de energia dos geradores, como na venda aos distribuidores. Os geradores podem ser produtores independentes, concessionárias de geração ou concessionárias integradas (AGUIAR FILHO, 2007). Há um monopólio da compra de energia gerada e da venda aos distribuidores ou consumidores finais (BANDEIRA, 2003). É uma tentativa de atrair capital para a geração sem grandes mudanças no modelo monopolista (MAYO, 2012).

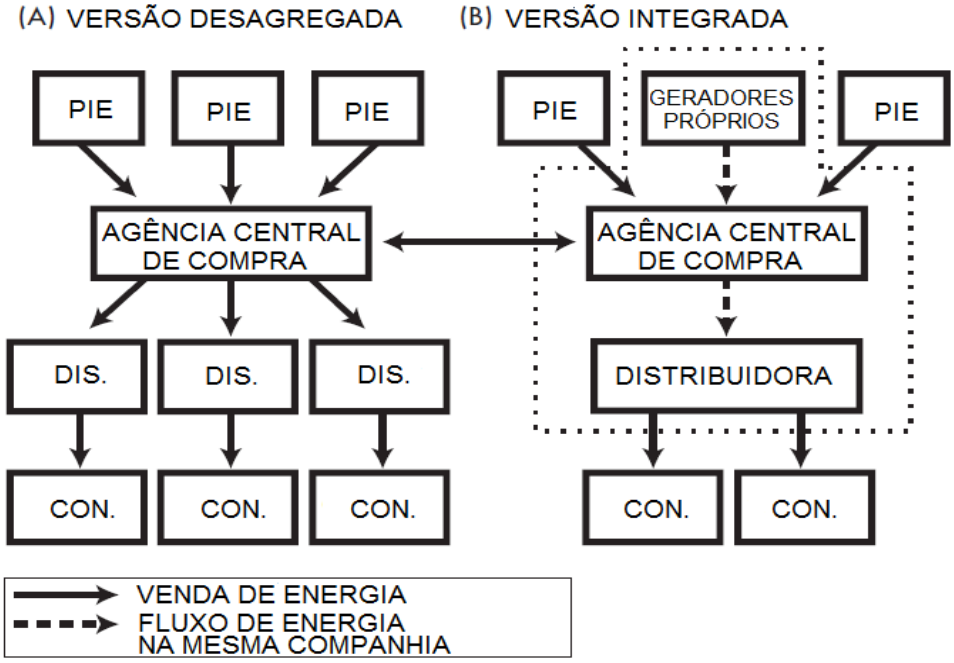


Figura 2.3 - Estrutura do modelo de comprador único
Nota: Produtor independente de energia (PIE), distribuidora (DIS), consumidor (CON)
Fonte: Adaptado de Hunt (2002).

No início da década de 1990, ainda no início do governo do Presidente Color, houve tentativa de implantar um sistema semelhante no Brasil, que propunha a transferência de todo o sistema de transmissão para uma nova empresa. As grandes geradoras estatais e estaduais, as áreas de concessão das empresas de distribuição e a expansão de novas centrais de geração financiadas ficariam prioritariamente nas mãos da iniciativa privada em parceria com as geradoras já existentes (MELLO, 2012).

### 2.2.3 Modelo atacadista competitivo ou competição no atacado ou na comercialização

O modelo de competição no atacado é um ambiente formado por empresas de geração, transmissão e distribuição e, eventualmente, comercialização. Os dois últimos agentes podem contratar energia diretamente do gerador, que podem ser produtores independentes ou concessionárias (AGUIAR FILHO, 2007). Há competição no suprimento de energia, ou seja, nas vendas de energia no atacado. As distribuidoras podem escolher de qual gerador comprar (BANDEIRA, 2003).

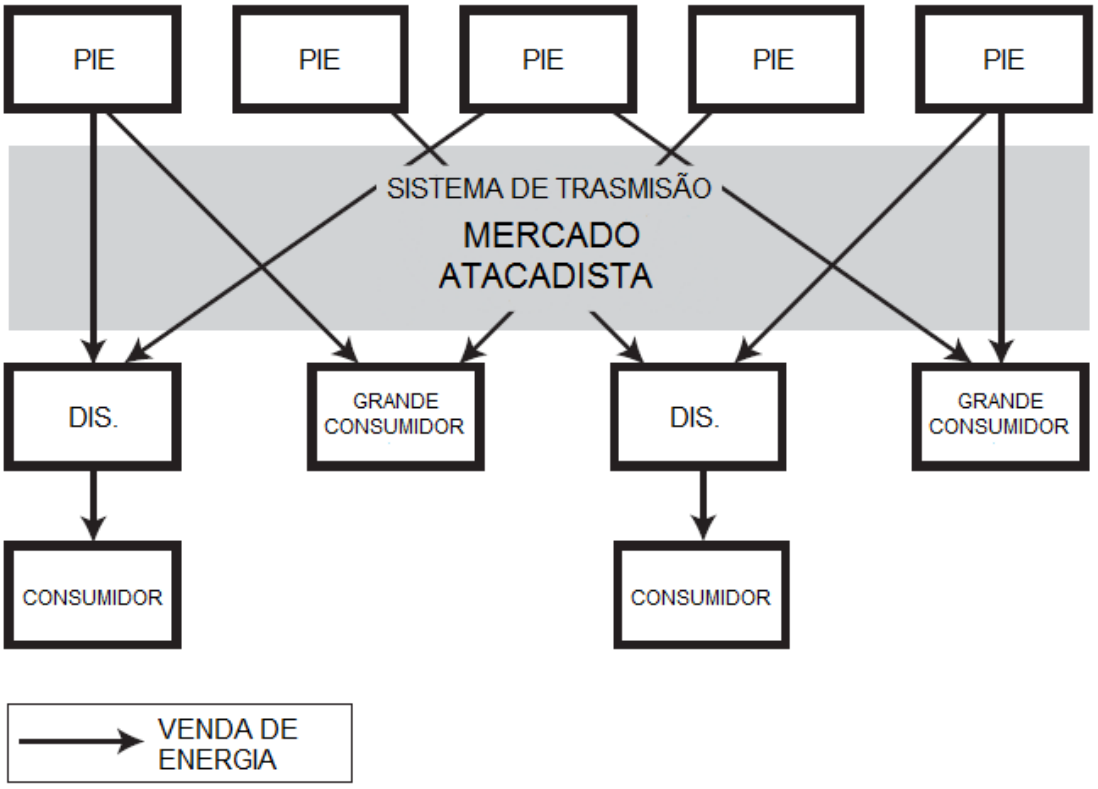


Figura 2.4 - Estrutura do modelo de competição no atacado
Nota: Produtor independente de energia (PIE), distribuidora (DIS)
Fonte: Adaptado de Hunt (2002).

Vários tipos de contratos foram desenvolvidos para esse tipo de mercado. Os **contratos físicos** são liquidados por meio de entrega do insumo. Geralmente são transacionados no mercado do dia seguinte e no de tempo real, majoritariamente por meio de leilões. Já os **contratos financeiros** (derivativos) são liquidados financeiramente, sem que haja entrega efetiva da eletricidade.

Os derivativos são essencialmente instrumentos para gerenciar e reduzir riscos. Eles foram criados para oferecer oportunidades para minimizar o risco de preços e obter lucros, reduzindo a volatilidade e o potencial de perdas (JAMES, 2008). Derivativos são contratos financeiros que derivam seu preço ou valor de um preço ou ativo subjacente de referência. Eles podem ser divididos em três tipos principais: contratos de futuros, contratos de swaps e opções.

Os contratos de futuros de energia são acordos padronizados em uma bolsa de futuros regulamentada para fornecer ou receber um produto específico de energia, em uma data fixa no futuro e a um preço acordado quando o negócio for executado. Os *swaps* de energia representam uma obrigação entre duas partes de trocar fluxos de caixa, pode ser por um preço fixo normalmente acordado na execução; ou por meio de uma média de um índice de preços flutuante durante o período do contrato. As opções são acordos entre duas partes que dão ao comprador da opção o direito, mas não a obrigação, de comprar ou vender a um preço especificado em uma data futura específica ou antes dela. Quando a opção é exercida, o vendedor da opção (também conhecido como *writer*) deve entregar ou receber a entrega do ativo ou contrato subjacente pelo preço especificado (diferentemente de um *swap* no qual não há obrigação). O preço especificado é conhecido como "preço de exercício", que é o nível de preço no qual a opção se torna lucrativa, independentemente do vendedor ou comprador (JAMES, 2008). Os derivativos negociados em bolsa de energia incluem contratos futuros, *swaps* e opções. No mercado balcão é comum encontrar derivativos mais exóticos como opções *swing*, *spark spread*, dentre outros.

No mercado de curto prazo de eletricidade, a **liquidação financeira** ocorre basicamente de duas maneiras, ela apode ser **única** (*single-settlement*) ou **múltipla** (*multi-settlement*). A liquidação única despacha toda a energia com base nos preços resultantes das transações em tempo real. Já na liquidação múltipla, há duas possibilidades. Tem-se uma liquidação em duas fases, quando há processos separados, um para a contratação no mercado do dia seguinte e outro para o despacho em tempo real. Também existe a liquidação em três fases, quando envolve operações distintas para o mercado do dia seguinte, para o mercado intradiário e para o despacho em tempo real (MAYO, 2012).

Os mercados atacadistas competitivos podem se apresentar sob duas formas: (i) ***pool* de energia,** e (ii) **contratação bilateral**. No *pool* de energia (*power pool*), a eletricidade gerada por diferentes usinas é agrupada, criando condições de maior eficiência para a comercialização.

Já a contratação bilateral pode ser direta entre vendedores e compradores ou através de mercados organizados, como as bolsas de eletricidade (MAYO, 2012).

Em muitos casos, o ***pool* de energia** é operado de forma centralizada por uma organização independente. O operador independente do mercado (*independent market operator*) é responsável pela liquidação do mercado, programação e despacho das usinas, e gestão do sistema de transmissão. Esse tipo de mercado é classificado em dois tipos, *pool* total de energia (*gross pool* ou *tight pool*) ou *pool* líquido de energia (*net pool*).

Toda a energia é comercializada de forma obrigatória no modelo *gross pool*. A produção de cada usina é determinada pelo operador de mercado. Não é permitida a contratação bilateral fora do *pool*. Os geradores correm o risco de não serem despachados e precisam submeter suas ofertas através de lances preço-volume para cada usina em intervalos específicos de tempo. Quem define a demanda prevista é o operador de mercado. Trata-se um leilão de participação unilateral no qual os geradores podem ofertar preços baseados em custos pré-definidos por meio de *pool* baseado em custos (*cost-based pool*) ou ter a liberdade de ofertar qualquer preço em um *pool* baseado em preço (*price-based pool*) (BARROSO et al., 2005). Também é possível a imposição de um preço teto (*price cap*) no mercado do tipo *gross pool*, especialmente em situações de escassez de capacidade. O modelo *gross pool* apresenta como vantagem uma gestão eficiente das restrições do sistema de transmissão por ter despacho centralizado (MAYO, 2012). O mercado australiano (*National Electricity Market* – NEM) adota esse tipo de mercado.

O modelo *net pool* é um mercado voluntário e que permite contratação bilateral em paralelo. O operador do sistema recebe as informações sobre as transações bilaterais realizadas e realiza a programação do despacho. Os volumes residuais não contratados são comercializados de forma voluntária no mercado centralizado com ofertas de venda e compra. O *Wholesale Electricity Market* (WEM) adota esse modelo na Austrália.

A **contratação bilateral** consiste em livre comercialização para alcançar a competição na venda do atacado. O vendedor e o comprador negociam bilateralmente e decidem em comum acordo sobre o volume e o preço, bem como as condições contratuais do negócio. Os negócios podem ser concluídos com uma antecedência de horas, dias, semanas ou anos. O operador do sistema deve ser informado de todos os contratos. É possível que os compradores possam atuar

como compradores de energia, caso apresentem geração deficitária. Assim como os consumidores podem adotar uma posição de vendedores de eletricidade.

O modelo de contratação bilateral é baseado em auto-despacho descentralizado, o operador do sistema gerencia o equilíbrio da rede e promove os serviços de balanceamento necessários para a estabilidade da rede. Os custos de tais serviços são cobrados dos causadores por valores de mercado (desequilíbrios positivos) ou punitivos (desequilíbrios negativos).

Há dois mecanismos na contratação bilateral: mercado balcão (*over-the-counter market* - OTC) e bolsas de energia elétrica (*power exchanges*). No primeiro, a eletricidade é transacionada por meio de contratos não padronizados. Já no segundo, há leilões que operam em ambiente de bolsa com participação voluntária.

O mercado balcão permite negociações com entrega física ou por meio de instrumentos financeiros (contratos a termo, *swaps* e opções). O risco de contraparte é assumido por ambas as partes. Eventualmente, a comercializadora pode realizar a liquidação das operações por meio de bolsas. Este mercado apresenta pouca transparência quanto aos preços e volumes negociados.

As bolsas de energia elétrica (mercado organizados) permitem transações transparentes e anônimas. Ao atingirem um nível suficiente de liquidez, os preços de curto prazo são utilizados como referência para o mercado financeiro e balcão. A Tabela 2.1 sintetiza as principais diferenças entre esses dois tipos de negociação.

Tabela 2.1 - Diferenças entre mercado balcão e bolsa de energia

| Mercado balcão | Bolsas de energia |
|---|---|
| Baixos custos de transação | Maiores custos de transação |
| Produtos personalizados | Produto padronizados |
| Maior risco de crédito | Menor risco de crédito |
| Preços não acessíveis | Preços transparentes |

Fonte: elaborado pelo autor.

Um mercado organizado completo de eletricidade inclui diferentes segmentos. Com base em diferentes horizontes temporais, tem-se: (i) mercados futuros, (ii) mercados de curto prazo, (iii) mercado para gestão do congestionamento, (iv) mercado de capacidade de reserva, (v) mercado de serviços ancilares.

A **câmara de compensação** (*clearing house*) é uma estrutura ligada a bolsa que desempenha atividades para que os contratos sejam honrados. Ela presta serviços de compensação e liquidação das transações executadas no ambiente de bolsa. As transações são marcadas a mercado nos mercados futuros. Sendo assim, uma das contrapartes precisa depositar a diferença entre o valor do dia anterior e o valor de fechamento do dia, o que gera um crédito a contraparte. Esse mecanismo permite a restrição de perdas em um dado período.

### 2.2.4 Modelo varejista competitivo ou competição no varejo ou no nível de consumo

O mercado varejista está ligado à parte final da cadeia de eletricidade (MAYO, 2012). Em relação ao modelo de competição no atacado, há adição de competição no mercado consumidor, ou seja, na venda de energia no varejo. Os usuários finais podem adquirir energia dos distribuidores, comercializadores ou diretamente dos geradores (AGUIAR FILHO, 2007). O varejista (*retailer* ou *electricity retail provider*) fornece eletricidade, gerada ou comprada no mercado atacadista, aos usuários finais (MAYO, 2012).

Neste modelo, há livre acesso à rede de transmissão e de distribuição. As atividades da transmissão se limitam ao transporte, sendo separada da venda no varejo. Apresenta competição na geração e na comercialização de energia (BANDEIRA, 2003). Os consumidores típicos desse mercado são os residenciais, os industriais e comerciais de pequeno porte. Enquanto que os grandes consumidores compram eletricidade do mercado atacadista, de uma geradora ou geram sua própria energia, como visto na Figura 2.5 (MAYO, 2012).

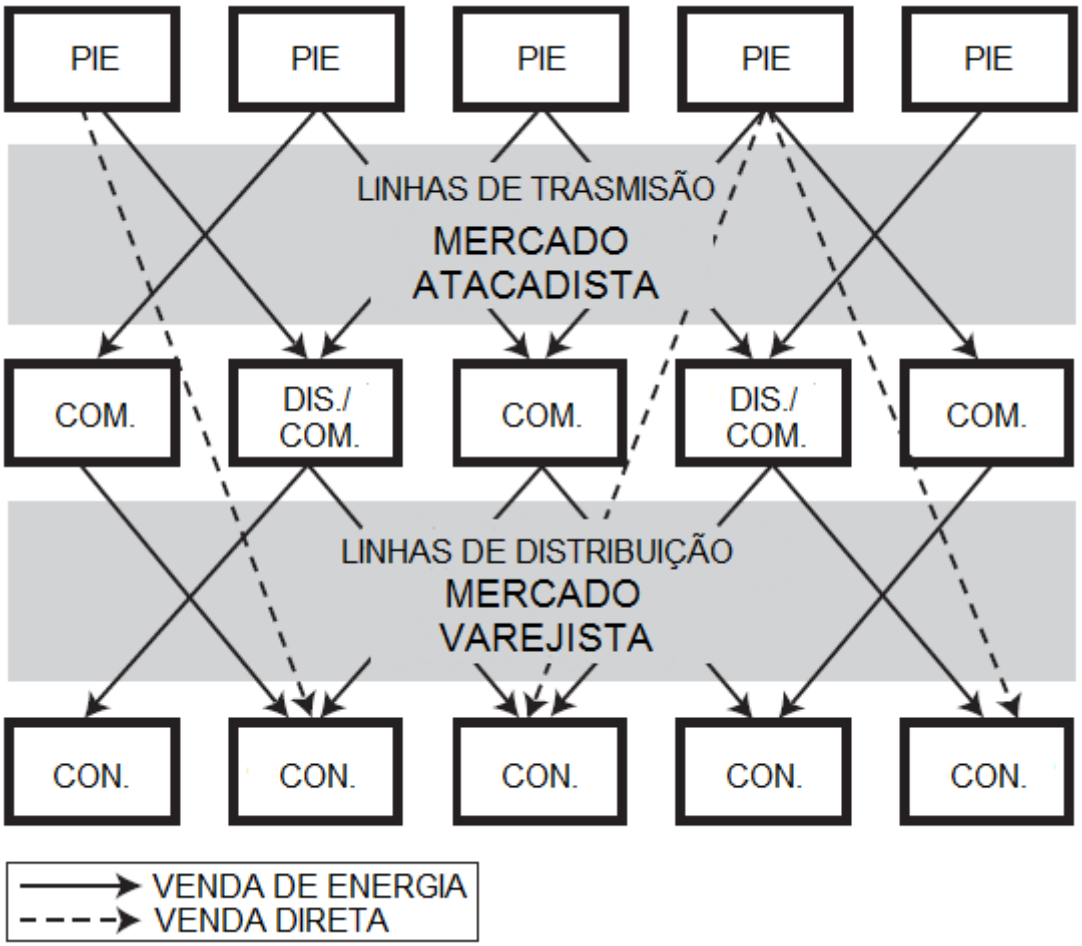


Figura 2.5 - Estrutura do modelo de competição no varejo
Nota: Produtos independente de energia (PIE), comercializadora (COM), distribuidora (DIS), consumidor (COM)
Fonte: Adaptado de Hunt (2002).

Os varejistas desempenham uma atividade competitiva em termos de qualidade e preço. Essa atividade é independente das transmissoras e distribuidoras, que permanecem como monopólios.

### 2.2.5 Avanços dos modelos de competição

À medida que se caminha do modelo de monopólio para o de competição no varejo, aumenta-se a concorrência entre geração e comercialização, como ilustrado na Figura 2.6. Também ocorre quebra das estruturas verticais existente, pois não é possível existir concorrência entre agentes sob um mesmo controle. Nesse sentido, verifica-se aumento da participação de agentes

privados. Mas ressalta-se que a reestruturação de setores da economia e os processos de privatização nem sempre precisam ocorrer juntos, embora, quando se deseja introduzir competição, a participação de agentes privados mostra-se imprescindível (BANDEIRA, 2003).

Quanto maior o número de agentes, maior a distribuição de riscos. No monopólio, todos os riscos setoriais ficam por conta dos consumidores ou contribuintes do país. Com o aumento do número de agentes privados em cada segmento, os riscos do setor passam a ser compartilhados entre consumidores, contribuintes, agentes privados e investidores (BANDEIRA, 2003).

Figura 2.6 - Transição entre modelos de competição
Fonte: Elaboração própria com base em Aguiar Filho (2007); Bandeira (2003) e Hunt (2002).

## 2.3 Panorama internacional do setor elétrico

Desde a década de 1980, os setores de infraestrutura passam por reformas ao redor do mundo com o intuito de melhorar a prestação de serviços à sociedade. No que se refere ao abastecimento de energia elétrica, as mudanças inseridas priorizaram a inserção de competição em um setor tradicionalmente marcado por sua ausência. De forma geral, foram criadas condições para que os segmentos de geração e de comercialização de energia se tornassem competitivos, e os segmentos de distribuição e transmissão mantidos sob monopólio natural (NERY, 2012).

Cada país trilhou um caminho diferente de acordo com suas particularidades. Pode-se citar como pontos comuns nas diversas reformas observadas pelo mundo, como: a criação de agências reguladoras, a introdução do livre acesso ao sistema de transporte de energia, a criação de um mercado livre, a busca por elevar o número de agentes que podem participar do processo de oferta de energia, e a criação de uma instituição responsável pela operação do mercado (NERY, 2012).

Não há nenhum mercado completo e perfeito de energia. Por esse motivo, existe um constante processo de introdução de reformas inovadoras. Não obstante, existe uma infinidade de caminhos percorridos por diferentes países para a implantação de mercados atacadistas. Tal diversidade reflete nos vários aspectos do desenho e da organização do mercado (MAYO, 2012).

A desregulamentação do setor elétrico mudou o modo como a energia é transacionada. Segundo Mayo (2009), com a introdução do mercado atacadista de eletricidade, passou a ser possível a transação de energia entre geradores, distribuidores, consumidores livres e outros intermediários, para entrega no curto prazo e no futuro. O mercado atacadista é normalmente composto de dois seguimentos: a bolsa de energia elétrica (*power exchange*) e o mercado balcão (*Over-the-counter Market* – OTC). Os elementos-chave que garantem a competitividade na estrutura de mercado são o número e o tamanho dos participantes, e as regras que regem a operação do mercado. As principais transformações de mercados como Estados Unidos, Inglaterra e França são descritos a seguir, destacando alguns pontos relacionados a comercialização de energia armazenada.

### 2.3.1 Abertura do setor elétrico dos Estados Unidos

Um dos primeiros marcos da reestruturação do setor elétrico norte americano é o *Public Utilities Regulatory Act* (Purpa Act) de 1978, que foi aprovado pelo Congresso e tinha como objetivos: (i) expandir a oferta de energia renovável; (ii) reduzir a capacidade instalada de empresas elétricas, pois a demanda não tinha crescido como esperado; (iii) reduzir os valores das tarifas de eletricidade e (iv) estimular a entrada de produtores independentes de energia no mercado (AGUIAR FILHO, 2007).

O Purpa Act institui o princípio de custo evitado. Segundo o qual só seriam autorizados investimentos em novas usinas de geração por parte dos concessionários se o custo de construção fosse menor que o de aquisição de energia de plantas de novos agentes setoriais, denominados *Qualifying Facilities* (PIRES, 1999).

Por outro lado, o Purpa Act reforçou a manutenção do paradoxal fenômeno de sobrecapacidade combinado com o aumento das tarifas, o que está relacionado a três fatores: (i) à forma como muitos estados da federação aplicaram o conceito de custo evitado, o que incentivou a entrada não-econômica de várias plantas; (ii) ao fato de se ter mantido inalterado o regime tarifário com base no custo do serviço, pelo qual a receita requerida para as concessionárias era obtida pela aplicação de taxa de retorno sobre todos os custos incorridos na prestação dos serviços; e (iii) à ausência de condições para o funcionamento de um amplo mercado competitivo de energia, em especial a inexistência de garantia de acesso de terceiros às redes de transmissão (PIRES, 1999).

Um segundo marco importante no setor elétrico americano foi o Energy Act de 1992. Esse ato estabeleceu dois preceitos que contribuíram para sanar alguns dos problemas observados durante o Purpa Act, permitindo a garantia de acesso não discriminatório aos sistemas de transmissão e a criação de um amplo mercado atacadista de energia (AGUIAR FILHO, 2007).

O Energy Act criou novos geradores chamados de *Exempt Wholesale Generators* (EWGs). Classe apenas com ativos de geração, sem obrigações de investimentos, nem limitações geográficas de atuação impostas, só podendo transacionar no mercado atacadista, e sem ter qualquer garantia de venda de sua energia produzida, era o surgimento da figura do produtor independente (PIRES, 1999). Também estabeleceu a autoridade legal para a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) nos seguintes eixos: garantir acesso aos sistemas de transmissão em condições não discriminatórias; conceder o *status* de EWG; e prescrever regras estaduais que, eventualmente, fossem inconsistentes com os princípios do *Energy Policy Act*.

Essa lei federal também trouxe vários outros benefícios. Incentivou programas de conservação de energia e de gerenciamento pelo lado da demanda; estimulou à adoção de novo regime tarifário que promovesse a redução de custos das distribuidoras e permitisse que as melhorias de performance fossem compartilhadas pelos consumidores cativos; e definiu critérios de transição para incorporação dos *stranded costs*, custos relacionados com as obrigações

financeiras históricas assumidas pelas concessionárias para atendimento do mercado em regime de monopólio natural e que se tornam irrecuperáveis em um mercado competitivo.

Com o Energy Act, houve aumento da capacidade instalada em função da criação das EWG´s. No entanto, o livre acesso à rede de transmissão dependia de análise feita pela FERC em processos demorados, causando insatisfação. Assim, em 1996 e 1997, a FERC lançou novas diretrizes, com o objetivo de assegurar a competição no setor e estimular as transações atacadistas, dispondo sobre: (i) estímulos à implementação de operadores independentes do sistema, sendo uma pessoa jurídica com a função de operar o sistema de transmissão; (ii) aplicação de critérios de tarifação transparente para os serviços de acesso à rede de transmissão e distribuição; e (iii) sugestões para a formação de bolsas de energia, cobertura dos *stranged costs* por meio de atos autorizados e abertura do mercado cativo de energia elétrica para a competição (AGUIAR FILHO, 2007).

Mesmo sob um regime de competição, a FERC reconheceu a necessidade de uma operação coordenada no sistema americano, que sempre operou de forma individualizada. Com a introdução do acesso aberto à transmissão, passou a ocorrer uma série de imprevistos operacionais, como perda da confiabilidade e até mesmo *black-outs*.

Desse modo, em 2004, a FERC implantou uma nova proposta para corrigir algumas falhas e criar um modelo padrão de mercado. Este novo paradigma segue a linha dos chamados mercados de Segunda Geração. O foco do *Standard Market Design* (SMD) é uma base calculada na contratação bilateral, incentivando aquelas de longo prazo. O mercado *spot* funciona como um complemento dos arranjos bilaterais. Os provedores independentes de transmissão seriam os responsáveis pelo mercado de balanço com transações de curtíssimo prazo, serviços suplementares e de transmissão (PIRES, 1999).

Os principais pontos propostos pela FERC no SMD foram: (i) estabelecimento de tarifa e serviço únicos de transmissão; (ii) criação dos provedores independentes de transmissão como uma forma operacional de desverticalização de ativos; (iii) estabelecimento dos provedores como responsáveis por fornecer serviços de transmissão e administração do *Day-Ahead Market* e do mercado em tempo real para energia e serviços suplementares; (iv) uso de tarifa de conexão padrão para cobertura de custos fixos embutidos; (v) utilização de custos marginais de longo prazo como base do sistema de gerenciamento na transmissão; (vi) estabelecimento de leilões

de venda dos direitos de transmissão com a previsão de um período de transição para os agentes existentes; (vii) criação de uma mercado de fechamento do balanço de energia no curtíssimo prazo para vendedores e compradores; (viii) garantia do mesmo nível de qualidade dos serviços aos consumidores com contratos existentes e futuros; (ix) estabelecimento de procedimentos para mitigação do poder de mercado nas operações do dia seguinte e tempo real, e mecanismos eficientes de monitoramento de mercado; (x) fixação de procedimentos para assegurar no longo prazo recursos adequados de geração, transmissão e gerenciamento de demanda; (xi) inserção dos representantes estaduais na participação do processo decisório dos Provedores Independentes de Transmissão; e (xii) estabelecimento de obrigações para todos os usuários do sistema de transmissão para garantir a confiabilidade e segurança (MELLO, 2012; PIRES, 1999).

A implantação de um modelo de competição no varejo é feita em nível estadual nos EUA. Com a ampla competição, no atacado e no varejo, alguns segmentos do sistema americano se organizaram em um *pool* operativo. Já os agentes que precisam realizar operações financeiras de *hedge* para cobrir alguns riscos resultantes de suas transações físicas, possuem a disposição bolsas de energia como referência. Isso é necessário devido à volatilidade relativamente grande no mercado de energia, que no caso dos EUA é baseada majoritariamente em combustíveis fósseis. Mecanismos disponíveis no mercado de opções permitem um nível de proteção adequado contra balanços financeiros indesejados (MELLO, 2012).

Apesar das inúmeras modificações e a implementação de competição no varejo, são justamente os estados que adotaram essas medidas que as tarifas médias aumentaram. Sendo que foi exatamente a pressão das tarifas historicamente altas que levaram a adoção da competição para conter os preços futuros. Esses casos apresentam intrinsicamente na sua formação de preços de varejo os custos de produção mais elevados em decorrência das características da oferta de energia na região. Caso houvesse uma rede de transmissão ilimitada, haveria a tendência de convergir com base em uma competição ampla e uma oferta global de todo o país (PIRES, 1999).

Os Estados Unidos apresentam diferentes modelos de mercado de energia elétrica. Há uma grande diversidade de mercados, sendo alguns altamente sofisticados e outros puramente tarifados. Alguns destes mercados são considerados como referência, como *Pennsylvania - New Jersey - Mariland Interconnection* (PJM), Califórnia e *New England*.

O PJM coordena o mercado de energia elétrica nos estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia, e distrito de Columbia. O PJM é responsável por: coordenar a venda e a compra de energia; e realizar o balanço das necessidades dos supridores, consumidores, e outros agentes do mercado. Este mercado faz uso do preço marginal locacional, chamado em inglês de *locacional marginal price* (LMP), que reflete o valor da energia em momento e local específicos. Este mercado realiza leilões centralizados, com antecedência de três anos.

Um dos grandes desafios do PJM é a pressão dos geradores por maiores pagamentos no mercado de capacidade. Há uma tendência de redução dos preços do mercado atacadista que diminui a renda inframarginal do mercado. Por este motivo, os geradores querem que o mercado de capacidade remunere melhor os projetos (VIANA, 2017).

Cabe aos operadores de sistema assegurar a confiabilidade do sistema. Por este motivo o PJM mantém serviços complementares que garantam o equilíbrio entre oferta e demanda por eletricidade em tempo real. O PJM inaugurou seu mercado de serviços ancilares em 2001 com o intuito de otimizar a provisão de energia, dos serviços de regulação de frequência e de reservas. Após modificações, passou a ofertar três seguimentos neste mercado: mercado de regulação, mercado de reserva sincronizada e mercado de reserva não sincronizada. Ademais, também há o serviço de *Black Start* por meio de contratos bilaterais (CORRÊA, 2015). A Tabela 2.2 descreve os produtos comercializados no mercado de serviços ancilares do PJM.

Tabela 2.2 - Serviços ancilares ofertados dentro do Sistema PJM.

| Produto | Descrição |
|---|---|
| Regulação de frequência | • São serviços de ajuste da oferta de eletricidade (para cima ou para baixo) em resposta aos sinais fornecidos<br>• Devem responder em até 10 minutos |
| Reservas sincronizadas (Reserva girante) | • Plantas permanentemente sincronizadas à rede<br>• Devem responder em até 10 minutos |
| Reservas primárias (Não sincronizada) | • Corresponde à soma da reserva girante com a reserva não girante<br>• Devem responder em até 10 minutos |
| *Black Start* | • No caso de interrupção do fornecimento de eletricidade, o serviço de *Black Start* deverá ser utilizado para suprir a eletricidade de modo a ajudar o sistema a se restabelecer |

Fonte: Corrêa (2017)

Os projetos de armazenamento de energia no PJM são remunerados predominantemente pelo mercado de serviços ancilares por meio de *day ahead hourly market*. Neste mercado, paga-se pela regulação de frequência valores entre $15,00-30,00/MW por hora. Outra fonte de receita para projetos de armazenamento é possível por meio do mercado de energia (*Energy Market)*. Embora haja um mercado de capacidade no PJM, não há participação de projetos de armazenamento neste segmento (PJM, 2019).

### 2.3.2 Reformas na Inglaterra

No início da década de 1990, a Inglaterra reestruturou e privatizou as empresas do setor elétrico. Passou a haver um comprador único e ocorria competição no atacado, com geradores que faziam ofertas de preços na venda para o *pool*. Tal modelo durou cerca de 10 anos, quando a experiência de outros países ajudou a aprimorar o modelo e disponibilizar melhores ferramentas para o controle de preços por parte dos agentes de mercado (MELLO, 2012).

A base para a inserção da competição no mercado inglês seria um bom funcionamento do *pool*, mas isso não ocorreu da forma como planejado devido à dificuldade de modelagem do preço *spot* de energia, à possibilidade de estabelecimento de contratos bilaterais e à elaboração de contratos iniciais para suprimento das indústrias de carvão e energia nuclear (PIRES, 1999).

Em 2001, uma nova forma de comercialização de energia foi criada, abandonando o sistema atacadista vigente desde o início da reforma. Um novo ambiente foi criado para as transações de mercado, denominado de *New Electricity Trading Arrangement* (NETA). Houve uma substituição da sistemática de determinação do valor da tarifa de energia, passando a considerar o preço de oferta submetido pelos geradores (AGUIAR FILHO, 2007).

A regulação do setor elétrico é realizada pelo *Office of Gas and Eletricity Markets* (OFGEM). O operador do sistema é a *National Grid Company* (NGC). A principal diferença do novo arranjo comercial inglês foi a introdução de contratos bilaterais negociados diretamente com os geradores, comercializadores e consumidores. Os mercados criados foram o de contratos futuros ou a termo, o *Power Exchange* (PX), e os contratos de acerto de balanço e de diferenças (MELLO, 2012).

De forma geral, as mudanças implementadas em 2001 propiciaram um aumento significativo no volume de contratos bilaterais negociações entre os agentes. Isso se deve principalmente ao aumento na transparência das informações dos contratos padronizados das bolsas de energia, fator importante para maior flexibilidade e liquidez do mercado. No caso da Inglaterra, há três bolsas negociando produtos de energia elétrica: *UK Power Exchange* (UKPX), *UK Automated Power Exchange* (UKAPX) e *International Petroleum Exchange* (IPE) (MELLO, 2012).

Em 2005, foi criado um mercado atacadista único de eletricidade para a Grã-Bretanha com a inclusão da Escócia, mediante a implementação do *British Trading and Transmission Arrangements* (BETTA). Nesse modelo, que é somente de energia, o sistema de comercialização se baseia na contratação bilateral entre geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores, negociada em uma série de mercados que operam continuamente numa frequência de meia hora. Nesse arranjo, a programação do despacho das usinas é realizada pelos próprios geradores e não através da programação centralizada do operador do sistema (MAYO, 2012).

A participação nos mercados bilaterais e no mecanismo de balanceamento é voluntária. Esses mercados bilaterais incluem tanto o marcado balcão para contratos a termo e futuros, como no mercado D+1 da bolsa no curto prazo. A maior parte dos negócios de eletricidade são realizados no mercado balcão de contratos bilaterais.

No modelo BETTA de mercado, a Elexon preenche o papel de operador do mercado e o *National Grid* de operador do sistema que cuida do mecanismo de balanceamento e da solução dos problemas de restrição na rede de transmissão. O mecanismo de balanceamento é um mercado de ajuste, voluntário, em que os participantes podem submeter lances de preços e volumes para aumentar e/ou diminuir a geração e/ou a demanda. Os preços pagos aos participantes escolhidos para realizar os serviços de balanceamento são os discriminatórios, diferentes dos preços marginais praticados em outros mercados de eletricidade. Nesse caso, o operador dos sistema atua como única contraparte em todas as transações realizadas no âmbito desse mercado (MAYO, 2012).

O preço da energia é único em todo o território britânico e, em caso de congestionamento na transmissão, o operador do sistema deve resolver o problema através da compra e venda de

energia, fora dos mercados principais. Além disso, o operador do sistema organiza regularmente leilões para adquirir capacidade de reserva e serviços ancilares

Mais recentemente, o *Energy Act* de 2013 introduziu uma série de mecanismos. Em particular: mercado de capacidade, que ajudará a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade ao menor custo para o consumidor, e Contratos de Diferença, que proporcionará estabilização de receita a longo prazo para novas iniciativas de baixa emissão de carbono.

O principal mecanismo de remuneração para projetos de armazenamento de energia no *National Grid* é o mercado de capacidade. Neste segmento, há a realização de leilões para a contratação de novos projetos, com um direcionamento para baterias principalmente. Outras formas de remuneração para o armazenamento incluem: mercado de energia, tanto no *day-ahead* como no *real-time Market*; e mercado de serviços ancilares, com o *Enhanced Frequency Response* (EFR) Market que realiza leilões com contratos com duração entre 1 e 3 anos com pagamento de valores da ordem de £10/kW-mês (NG, 2019).

### 2.3.3 Mercado de energia elétrica na França

Em conformidade com a diretriz da União Europeia, a França iniciou em 2000 uma reforma em seu setor elétrico, mesmo que tardiamente em relação aos outros países europeus (MELLO, 2012). O mercado atacadista de eletricidade francês foi criado em 2001. Em junho de 2004, foi lançado o mercado futuro de energia denominado *Powernext Futures* e, em julho de 2007, lançou-se o mercado diário e contínuo de eletricidade, o *Powernext Intraday and Continuous*.

A *Électricité de France* (EDF) é a maior produtora de eletricidade do Sistema Elétrico Francês (SEF) e, através de sua subsidiária *Réseau de Transport d'Électricité* (RTE), é responsável pela operação do sistema transmissão de energia elétrica e pela operação das interligações internacionais do SEF com o Reino Unido, Bélgica, Alemanha, Suíça, Itália e Espanha. Outra subsidiária da EDF é a *Électricitré Réseau Distribution France* (ERDF), que é responsável pelo gerenciamento de 95% da rede de distribuição da França. Sendo que os 5% restantes são gerenciados por redes de distribuição local (IPA, 2008).

A reforma do setor elétrico francês baseou-se nas seguintes linhas básicas (IPA, 2008; LÉVÊQUE, 2011): (i) autorização para novos agentes participarem da construção de novas plantas de geração; (ii) introdução de regras para o livre acesso às redes de transmissão e distribuição; (iii) liberação gradual da contratação bilateral para uma parcela de seus consumidores; (iv) criação da Comissão de Regulação de Eletricidade (CRE), órgão regulador com amplos poderes sobre o controle do sistema de transmissão; (v) separação das atividades de transporte e comercialização de energia; (vi) criação da *Réseau de Transport d'Électricité* (RTE), empresa responsável pela gestão e operação do sistema de transmissão; e (vii) nenhuma alteração na propriedade da EDF e principalmente nas áreas de concessão de outras empresas de distribuição.

Mello (2012) ressalta que mercado francês está apoiado em três outras instituições em diferentes funções, a saber: (MELLO, 2012)

- *Powernext*: cuida das operações do mercado, publicando as regras e instruções, disponibiliza infraestrutura para o funcionamento, e divulga todas as informações de interesse dos agentes de mercado;

- *Clearnet*: faz a liquidação de todas as transações de energia;

- RTE: faz a gestão da rede e entrega os negócios realizados na *Powernext*. Também gerencia os fluxos residuais resultantes das diferenças entre valores reais e contratados.

Em 2006, as bolsas de energia da Holanda (APX NL), Bélgica (Belpex) e França (*Powernext*) fizeram uma associação de maneira descentralizada, com o objetivo de integrar os mercados de curto prazo. Essa unificação permite otimizar a repartição dos excedentes de energia entre os participantes e o uso de capacidade de transmissão (MAYO, 2009).

O mercado atacadista não representa uma grande proporção das transações de energia na França. Assim, uma parte da produção pertencente à EDF não é comercializada no mercado atacadista e é fornecida diretamente para o cliente final através da ERDF. Desde 2010, quando foi promulgada a *Nouvelle Organisation du arché de l'Électricité* (NOME) que modificou profundamente o mercado de eletricidade francês, passou a ser permitido que outros agentes compradores do mercado, que não a ERDF, tivessem acesso a um montante fixo de eletricidade,

de fonte nuclear, gerada pela EDF a um preço regulamentado. Também existe uma pequena proporção de produtores que não pertencem a EDF e que participam do mercado atacadista. No mercado de varejo, desde 2007, se permite que tanto consumidores residências quanto industriais possam escolher o fornecedor de energia elétrica (CASTRO et al., 2015).

## 2.4 Evolução do Setor Elétrico Brasileiro

O modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro já passou por diversas transformações que se refletiram no funcionamento da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país (AGUIAR FILHO, 2007; BANDEIRA, 2003; BRASIL, 2004f; PIRES, 2000). O modelo vigente desde 2004, proposto pelo Ministério de Minas e Energia (MME), regulamentado pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, contempla três objetivos principais: (i) garantir a segurança de suprimento de energia elétrica; (ii) promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; e (iii) promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), em particular pelos programas de universalização de atendimento (BRASIL, 2004f; MME, 2003).

Nesse modelo em vigor desde 2004, para que haja garantia do suprimento de energia, as empresas estão divididas por atividade em geração, transmissão, distribuição e comercialização. As políticas públicas do setor são elaboradas pelo congresso nacional, por meio de leis, e pela presidência da república, por decretos. A regulação e fiscalização é realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A coordenação da operação e despacho do SIN fica a cargo do Operador Nacional do Sistema (ONS). Já a comercialização da energia, é viabilizada tanto no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), como no Ambiente de Contratação Livre (ACL), pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Por fim, há a figura do consumidor, que pode ser livre ou cativo (BRASIL, 2004a;2004b;2004c;2004d;2004e;2004f).

Entre 1993 e 2002 houve uma série de reformas no setor elétrico brasileiro. O primeiro passo da reforma do setor ocorreu em 1993 com uma série de mudanças implantadas pela Lei 8631. Seguido pela Lei 8987 em 1995, que estimou o regime de concessão. Em 1996 foi criada a ANEEL pela Lei 9427. A figura do ONS foi criada em 1998 com a Lei 9648. Em 2001 o Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi reestruturado, mas foi em 2002 que uma nova

mudança alterou sua governança como um todo. Em 2004, a CCEE passou a ocupar o lugar do antigo MAE e foi criado a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (BRASIL, 1993;1995;1996;1998).

No Brasil, a reforma passou por três fases: (i) privatizações (1995-2000), (ii) tentativa de encontrar soluções (2000-2003) e (iii) uma reforma substancial (2004). A reforma começou com a venda de ativos na área de distribuição. Por inúmeras cláusulas contratuais, as tarifas ainda continuavam elevadas, quando comparamos com modelos semelhantes em outros países. Outro problema crítico da primeira reforma foi a questão dos contratos e investimentos na geração, até porque ela foi feita com base no modelo britânico e não levou em conta as especificadas da realidade brasileira (ARAUJO et al., 2008).

No geral, esta primeira fase foi caracterizada por um desalinhamento entre reestruturação, regulamentação e desinvestimento, que prosseguiu em paralelo e não sequencialmente. Observou-se consequências importantes: em primeiro lugar, aumentou os riscos para os investidores, exigindo cláusulas ineficientes nos contratos de concessão para atrair compradores. Isso aumentou substancialmente a dificuldade de regulamentação, e, finalmente, levou a várias falhas e uma reforma incompleta. Outra consequência foi que as expectativas sobre a agenda de reformas estavam indevidamente otimistas, e levou a cortes no investimento por geradores federais sob suposição de que o investimento privado seria capaz de substituí-los. Nesse sentido, a falta de materialização deste levou à crise de 2001 (GOLDENBERG; PRADO, 2003). Outra causa foi a de que o organismo criado para lidar com o comércio de eletricidade ficou paralisado por meio de conflitos causados por regras incompletas e governança falha. Como consequência, o mercado não produziu sinais fortes e claros para os potenciais investidores (NEVES; PAZZINI, 2012).

A segunda fase foi marcada pela correção e ajustes para os mecanismos de reforma, e pela crise de 2001 e pelo racionamento. O resultado foi uma configuração de retalhos que aumentou a necessidade de uma revisão aprofundada. Com a crise de 2001, por outro lado, foi necessário tomar medidas que vão desde o racionamento de contratos especiais para plantas comerciais a uma série de exceções à regulamentação, para incentivar novos investimentos em capacidade de geração. Um número de contratos *ad hoc* foram assinados, levando a novos conflitos após o término do racionamento. Os preços da eletricidade aumentaram mais rapidamente do que a

inflação, especialmente após a desvalorização de 1999 e da crise de 2001. Isso fez com que a reforma se tornasse altamente impopular (ARAUJO et al., 2008).

A crise em 2001 talvez tenha ocorrido mais em função da falta de investimento na expansão da geração que propriamente em relação ao risco hidrológico. Mesmo que as reformas propostas pelo governo de Fernando Henrique Cardoso (FHC) não tenham resolvido todos os problemas, elas trouxeram algumas contribuições, como a criação de uma agência reguladora que funcionou de forma transparente e se esforçaram para lidar seriamente com as questões definidas. O sistema de transmissão também se mostrou viável e capaz de estimular os investimentos (ARAÚJO, 2006).

Quando o Partido do Trabalhadores (PT) tomou posse, mesmo que tenha sido um grande crítico das privatizações no passado, a nova equipe do governo Lula teve que moldar uma indústria de eletricidade com funcionamento viável de acordo com o que já existia. Assim, em 2004, foi aprovada uma nova regulação para o sistema elétrico brasileiro. As empresas do Grupo Eletrobrás foram retiradas da lista de privatização e a Eletrosul foi autorizada a investir na geração. Com a criação da EPE, o governo voltou a função de planejador e elaborador de políticas públicas na área de energia. Com a criação da CCEE, esta Câmara passou a ser responsável pela administração de contratos, liquidações no mercado *spot*, e realização de leilões de energia. Todas as transações passaram a ser registradas na CCEE, e passou a existir dois ambientes contratuais: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, passou a figurar os leilões de energia (ARAUJO et al., 2008).

A reforma de 2004 tinha várias características significativas; o mais conhecido destes é o papel mais importante desempenhado pelo governo central e uma centralização relativa de acordos comerciais. Os novos acordos foram concebidos para lidar com os dois problemas acima mencionados: para atrair novos investimentos em geração, tanto hidrelétrica e térmica, e obter preços justos para os consumidores com a competição em expansão. No centro destas disposições estavam novos procedimentos de contratação de geradoras e distribuidoras, com base nos leilões (ARAUJO et al., 2008).

Dentre as características do modelo elétrico atual, Araújo (2006) destaca que o sistema possui decisões mais centralizadas e o governo tem maior peso nas políticas energéticas, pelo menos

quando comparado com o arranjo de FHC. O novo arranjo pode permitir resolver os enigmas sobre o investimento em plantas térmicas em um sistema dominado por grandes hidrelétricas e apresenta alguns aspectos positivos com relação a investimentos em transmissão. Por fim, o autor destaca que mesmo que alguns pontos tenham melhorado nas reformas que o sistema passou, todo otimismo deve ser cauteloso. Ainda falta resolver problemas, tais como os relacionados com o licenciamento ambiental, com o fornecimento de gás para as usinas térmicas e com a construção de uma rede de gás no contexto da comercialização, com os pagamentos realizados por agentes na CCEE, entre outros. De forma geral, a Tabela 2.3 resume as principais mudanças ocorridas no SEB.

Tabela 2.3 - Mudanças ocorridas no Setor Elétrico Brasileiro

| **Modelo Antigo (até 1995)** | **Modelo RESEB (1995 a 2003)** | **Novo Modelo (a partir de 2004)** |
|---|---|---|
| Recursos públicos | Recursos públicos e privados | Recursos públicos e privados |
| Empresas verticalizadas | Empresas segmentadas por atividade | Empresas segmentadas por atividade |
| Empresas predominantemente estatais | Abertura e ênfase na privatização das empresas | Convivência entre empresas estatais e privadas |
| Monopólios Competição Inexistente | Competição na geração e comercialização | Competição na geração e comercialização |
| Consumidores Cativos | Consumidores Livres e Cativos | Consumidores Livres e Cativos |
| Tarifas reguladas entre os seguimentos | Preços livremente comercializados na geração e comercialização | Preços negociados no ACL e menor tarifa obtida em leilão no ACR |
| Mercado Regulado | Mercado Livre e Regulado | Mercado Livre e Regulado |
| Planejamento determinativo | Planejamento indicativo | Planejamento centralizado |
| Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores | Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE | Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE ou entre distribuidoras |

Fonte: Adaptado de Magalhães (2009).

Em relação aos *designs* dos leilões, Araújo et al. (2008) destacam que deve ser dada atenção especial com relação as informações. Para reduzir as perspectivas de formação de cartel, a divulgação de informações é fundamental. Isso também simplifica a tomada de decisão, uma vez que iria dificultar as estratégias que não são exclusivamente baseadas em sinais de preços e sobre as preferências individuais.

Uma característica peculiar a respeito da produção e do consumo de energia elétrica é que ela não pode ser armazenada de forma trivial, e isso implica normalmente na necessidade de equilíbrio constante entre oferta e demanda (BAKER, 2008). Toda a energia consumida deve ser produzida instantaneamente e, quando há desequilíbrios, mesmo que por frações de minuto, todo o sistema corre o risco de desligamentos em cascata. Por esse motivo, é rotineiro os sistemas elétricos apresentarem uma capacidade instalada superior às suas necessidades imediatas, possibilitando a existência de um limite de segurança no suprimento de energia (CHEN, H. et al., 2009; FAIAS et al., 2009).

A infraestrutura de energia elétrica é composta por geradores, pelas linhas de transmissão e redes de distribuição as quais fazem o transporte da energia até o ponto de consumo (HUNT, S., 2002). Como no Brasil a maior parte dessa infraestrutura é interconectada, isso exige um equilíbrio constante e instantâneo entre o que é gerado e o que é consumido. Tal equilíbrio é muito mais desafiador, tendo em vista o grande porte do Sistema Interligado Nacional (SIN). São percentualmente menos significantes no país a presença de sistemas menores e isolados (EPE, 2015).

## 2.5 Custos de produção de eletricidade

Segundo Mankiw (2001) o termo mudanças marginais é utilizado por economistas para descrever pequenos ajustes incrementais a um plano de ação existente. Em um processo de tomada de decisão, deve-se comparar os benefícios marginais e os custos marginais. Um tomador de decisão racional executa uma ação se e somente se o benefício marginal da ação ultrapassa o custo marginal.

Os custos de uma empresa são determinantes em suas decisões de produção e determinação de preços. Com relação a tais decisões, é importante entender quais são os alvos das empresas. Rotineiramente, a teoria econômica assume que o objetivo de uma empresa é maximizar o lucro.

O montante recebido por uma empresa por suas vendas é chamado de receita total. Já o montante pago por uma empresa por seus insumos é denominado de custo total. O lucro, como

visto na Equação 2.1, é a diferença entre a receita total advinda da produção (energia) e o custo total dos insumos (combustível, trabalhadores, turbinas, entre outros).

$$L = R - C \tag{2.1}$$

Onde,

L é o lucro (R$);

R é a receita total (R$);

C é o custo total (R$).

A receita total é obtida facilmente ao se multiplicar a quantidade produzida pelo preço de venda da produção. Para se medir os custos, é importante levar em consideração o princípio da economia que considera que o custo de alguma coisa é aquilo que alguém desiste para obtê-la. Os custos de produção de uma empresa levam em conta todos os custos de oportunidade, ou seja, tudo que se renuncia para produzir um bem ou serviço.

Os custos podem ser explícitos ou implícitos. O primeiro está relacionado com o desembolso de dinheiro por parte da empresa. Já o segundo não exige o desembolso de dinheiro. Um custo implícito importante em quase todo negócio é o custo de oportunidade do capital financeiro que foi investido.

Há uma diferença no lucro de uma empresa avaliado por um economista e por um contador. O lucro econômico é a diferença entre receita total menos os custos explícitos e implícitos. O lucro contábil é a diferença da receita total menos os custos explícitos totais. Nesse sentido, o lucro contábil costuma ser superior ao lucro econômico.

Os custos podem ser divididos basicamente em **fixos** e **variáveis**. Os custos fixos não variam com a quantidade produzida. Eles existem mesmo que a empresa não produza nada. Os custos variáveis mudam em função da variação da quantidade produzida. A soma dos custos fixos e variáveis representa o custo total de uma empresa.

Uma questão chave na decisão de quanto produzir diz respeito em saber como os custos vão variar de acordo com diferentes quantidades produzidas. Neste contexto, dois questionamentos são importantes: (i) quanto custa produzir uma unidade de energia em média, e (ii) quanto custa aumentar a produção de energia em uma unidade.

A identificação do custo de uma unidade típica produzida pode ser realizada dividindo os custos da empresa pela quantidade produzida. O custo total dividido pela quantidade produzida é chamado de custo total médio, conforme demostrado na Equação 2.2. O custo total médio pode ser expresso como a soma do custo fixo médio (custo fixo dividido pela quantidade produzida) e do custo variável médio (custo variável dividido pela quantidade produzida).

$$CTM = \frac{CT}{Q} \tag{2.2}$$

Onde,

CTM é o custo total médio (R$/MWh);

CT é o custo total (R$);

Q é a quantidade produzida (MWh)

A variação do custo total quando uma empresa altera seu nível de produção está associada com o custo marginal. Este custo indica o aumento do custo total decorrente da produção de uma unidade adicional. O custo marginal é calculado de acordo com a Equação 2.3.

$$CMg = \frac{\Delta CT}{\Delta Q} \tag{2.3}$$

Onde,

CMg é o custo marginal (R$/MWh);

$\Delta CT$ é a variação do custo total (R$);

$\Delta Q$ é a variação da quantidade produzida (MWh).

Os gráficos de custo médio e marginal são úteis para analisar o comportamento das empresas. Sempre que o custo marginal for menor do que o custo total médio, o custo total médio estará em queda. Sempre que o custo marginal for maior do que o custo total médio, o custo total médio estará aumentado. Além disso, existe um corolário decorrente da relação entre o custo total médio e o custo marginal. "A curva de custo marginal cruza com a curva de custo médio em seu ponto mínimo". O ponto de custo total médio mínimo desempenha um papel-chave na análise das empresas competitivas.

## 2.6 Escolha de novos supridores de energia

A escolha de quais usinas geradoras devem ser construídas é mais facilmente explicável no contexto de mercados verticalmente integrados. Para uma análise similar em mercado reestruturados, outras considerações devem ser feitas. É preciso ter em mente que no primeiro caso os planejadores das concessionárias de serviços públicos precisam construir plantas que atendam à carga quase que na totalidade. Eles precisam escolher a localização, o tipo de usina geradora necessária, e a data para construção, a fim de minimizar o custo total. Já no segundo caso, as regras de mercado e o papel ativo da demanda substituem o papel do planejamento central. Mesmo assim, em teoria, a decisão seve ser muito similar em ambos os casos.

Hunt (2002) descreve com detalhes a escolha de usinas geradoras de energia. Considera-se que os custos e as demandas de eletricidade são conhecidos antecipadamente com um elevado grau de certeza. Um cenário simplificado é considerado com processos determinísticos. Mas na realidade, os acontecimentos são processos estocásticos. Deste modo, este texto considera primeiro um modelo de decisão determinístico por ser mais facilmente entendido. Em um segundo momento, os processos de decisão estocásticos são apresentados como uma extensão do caso determinístico.

### 2.6.1 Planejamento central

A quantidade é uma questão central no mundo do planejamento centralizado. Um portfólio com diferentes opções é elaborado com base em modelagem computacional com o objetivo de minimizar os custos. Usualmente, faz-se uma análise da curva de duração da carga para determinar quais plantas se deve construir, como visto na Figura 2.7. Se a carga for representada ao longo de um ano, em uma curva decrescente de frequência das cargas, nota-se que algumas usinas funcionarão quase que constantemente para atender a carga (região C, carga de base ou carga pesada), outras funcionarão cerca de metade do tempo (região B, carga média), e outras serão executadas somente nas horas de carga mais alta (região A, pico ou carga pesada).

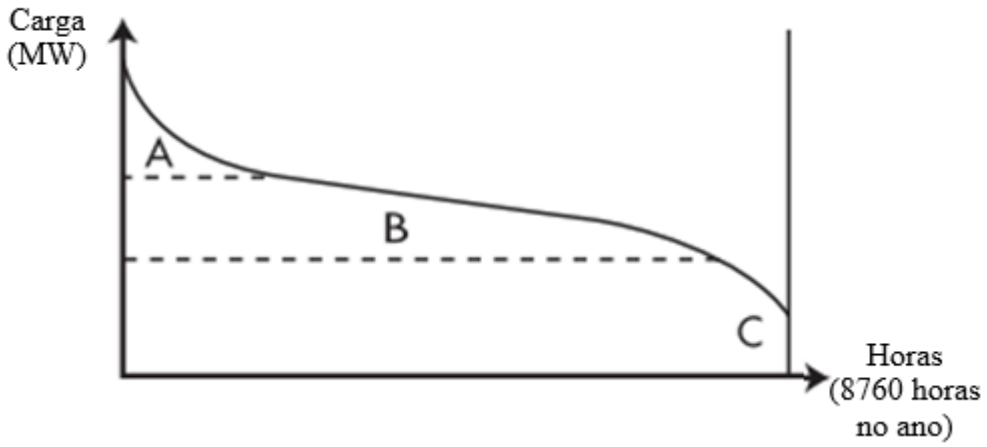


Figura 2.7 - Curva de carga
Fonte: Hunt (2002).

O atendimento da carga total é mais barato quando há uma seleção de uma boa combinação de tecnologias. Plantas de pico (*peakers*), como as usinas termelétricas com turbina a gás, tendem a ter baixos custos fixos, mas altos custos de operação. Usinas que atendem à carga pesada (usina tipo A) são opções baratas se estas funcionarem apenas por algumas horas, mas seu custo médio seria muito alto se fossem operadas durante muitas horas por ano. As UHERs analisadas nesta Tese são tratadas como usinas do tipo A. Plantas de base (usina do tipo C), como unidades nucleares, tendem a ter altos custos fixos, mas baixos custos de operação, de modo que podem ter o custo médio mais barato quando operam a maior parte do ano. Plantas que atendem à carga média (usinas tipo B) estão em uma posição intermediária. Frequentemente, usinas do tipo B são unidades mais antigas.

Pode ser que durante uma ou duas horas por ano o custo para atender toda a demanda seja demasiadamente elevado. Supondo o caso em que toda a carga está sendo atendida em horário de pico e há ainda um *déficit* de 10 MW. Poder-se-ia construir mais usinas para atender esta carga, sendo que tais plantas funcionariam apenas algumas horas por ano. É bem provável que, dentre todos os consumidores, haja alguns que totalizem 10 MW que não seriam terrivelmente incomodados se parassem de consumir. Obviamente, algum incentivo seria necessário para cessar tal carga. É por este motivo que Hunt (2002) enfatiza que preços e medições horários são componentes essenciais para uma reforma do setor de eletricidade. Mesmo em mercados que predomina a integração vertical das atividades, nos quais os consumidores de baixo valor agregado não possuem incentivos para se auto identificarem por causa dos preços fixos, ainda é provável que haja uma ou duas horas em que seria melhor que alguém não consumisse eletricidade.

É muito importante a aplicação de conceitos qualitativos na avaliação das perdas potenciais que uma empresa pode incorrer caso haja alguma interrupção em seu processo produtivo por causa do atraso na entrega de uma matéria prima (DUTRA e GONÇALVES, 2004). A abordagem utilizada para mensurar o custo da interrupção da energia no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é chamada de Custo do *Déficit*. Trata-se de uma estimativa do valor econômico de um bem não econômico: a segurança do suprimento.

O Custo Marginal do *Déficit* é uma medida do valor da eletricidade ou de sua falta para a sociedade. Este custo está associado à magnitude do impacto das restrições no fornecimento de energia na produção econômica de um país. Em condições hidrológicas desfavoráveis, torna-se determinante na formação do Custo Marginais de Operação (CMO) e, consequentemente, do preço do mercado de curto prazo. Assim, constitui em um sinalizador para a decisão do despacho de usinas termoelétricas.

Alguns países optaram por uma metodologia diferente para encontrar um valor correspondente ao Custo do *Déficit*. É muito comum o uso do conceito de *Value of Lost Load* (VOLL), que é um parâmetro que estima o valor que os consumidores estariam dispostos a pagar para evitar uma interrupção de energia ou aceitar receber por danos incorridos durante falhas no abastecimento.

Para resolver o problema de quantas usinas construir e em quantas horas permitir uma interrupção, os planejadores centrais costumam usar *softwares* de otimização. Suponha, por exemplo, que as três tecnologias concorrentes (usinas do tipo A, B e C) tenham custos fixos de FA, FB e FC e custos variáveis de VA, VB e VC em dólares por MWh, respectivamente, e que se possa construir essas fábricas em pequenos incrementos. Os seguintes passos devem ser seguidos, como descrito a seguir.

Etapa 1 – Deve-se começar determinando quantas horas de interrupção permitir. Este número de horas é função do VOLL, ou Custo do *déficit* no Brasil, e dos custos fixos e variáveis de uma planta de atendimento à carga de pico. Uma carga não deve ser atendida por um determinado número de horas quando o seu custo de suprimento for superior ao custo de *déficit*. Do ponto de vista algébrico, este caso é representado pela Equação 2.4. Visualmente, isto pode ser representado com o cruzamento de curvas de custos, como visto na Figura 2.8.

$$CD.Ti < FA + VA.Ti \tag{2.4}$$

Onde,

CD é o Custo do Déficit;

Ti é o tempo de interrupção da carga;

FA é o custo fixo de uma usina do tipo A;

VA é o custo variável de uma usina do tipo A.

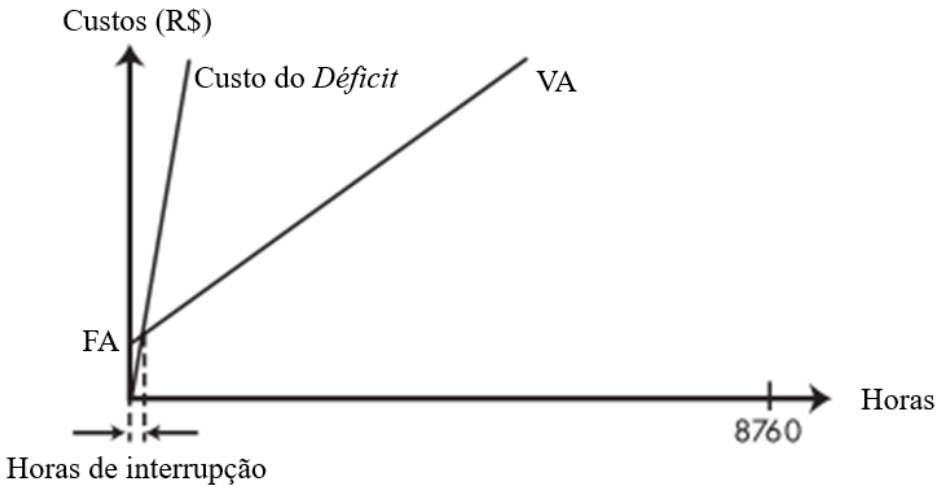


Figura 2.8 - Horas permitidas de interrupção econômica de carga
Fonte: Hunt (2002).

No mundo da integração vertical com preços regulados, os clientes não têm motivos para revelar seus VOLL individuais. Assim, os planejadores centrais precisam fazer uma estimativa, que está relacionada ao valor médio para todos os consumidores, se as desconexões forem aleatórias, ou ao valor marginal para aqueles que serão cortados, se as desconexões forem especificadas. Seu valor pode ser estimado a partir do valor agregado em cada indústria e por outros métodos.

Etapa 2 – A próxima questão a ser definida diz respeito ao quanto de capacidade de pico deve-se construir. Tal resposta é derivada de uma análise direta de custos das plantas de pico e das plantas de carga média. Usinas que atendem à carga de pico são a opção de menor custo desde que satisfaçam a Equação 2.5.

$$FA + X.VA < FB + X.VB \tag{2.5}$$

Onde,

FA é o custo fixo de uma usina do tipo A;

FB é o custo fixo de uma usina do tipo B;

VA é o custo variável de uma usina do tipo A;

VB é o custo variável de uma usina do tipo B;

X é o número de horas que a última usina de pico construída funcionará.

Visualmente, isto pode ser representado pelo cruzamento das curvas como visto na Figura 2.9. Se um gerador tiver que operar por menos de X horas, a alternativa mais barata é uma usina típica de ponta (tipo A). Se ele precisar gerar por mais de X horas, uma usina para atendimento de carga média é a melhor opção (tipo B).

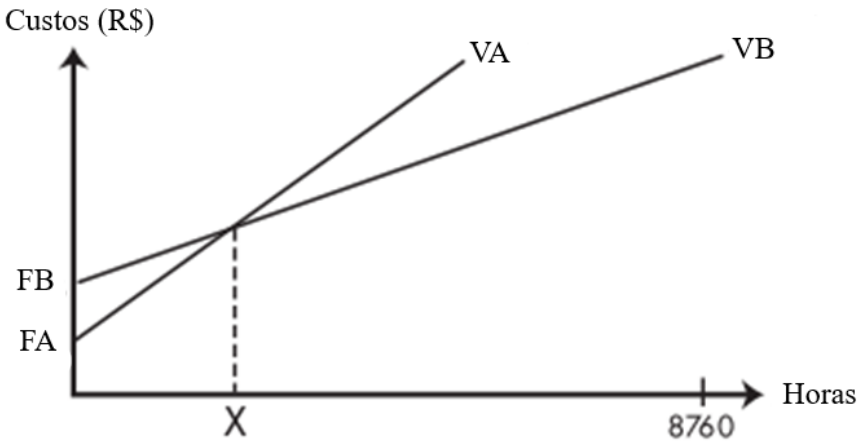


Figura 2.9 - Tempo de operação da última usina de tipo a ser construída
Fonte: Hunt (2002).

Ainda é necessário determinar quanto de capacidade de pico é requerida. Se as usinas de pico marginais funcionarem por X horas, pode-se extrapolar a curva de carga para determinar quanto de carga deve ser atendida por plantas que funcionam por um período menor ou igual do que X horas, que representa quanto da carga deixa de ser suprida no horário de pico, e, portanto, quantos MW de capacidade pico, como mostra a Figura 2.10.

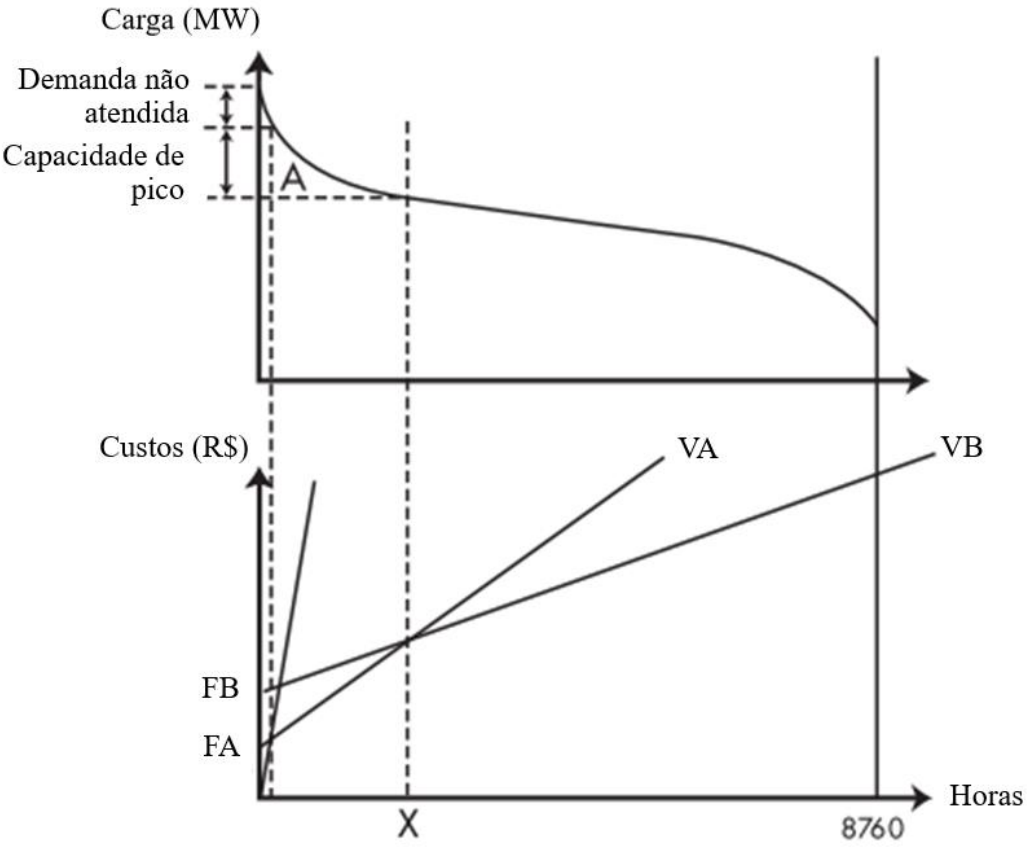


Figura 2.10 - Cálculo da capacidade de pico requerida
Fonte: Hunt (2002).

Etapa 3 – O próximo questionamento diz respeito à quantidade da capacidade de carga média que deve ser construída. Neste caso, a resposta é derivada de uma análise de custo de plantas típicas para atendimento à carga média e plantas de atendimento à carga de base. Usinas de carga média são a melhor opção de menor custo, desde que atendam a Equação 2.6.

$$FB + Y.VB < FC + Y.VC \tag{2.6}$$

Onde,

FB é o custo fixo de uma usina do tipo B;

FC é o custo fixo de uma usina do tipo C;

Y é o número de horas que a última usina de carga média construída funcionará.

O cruzamento das curvas é apresentado na Figura 2.11. Seguindo o mesmo processo de consulta à curva de carga, pode-se determinar quantos MW de capacidade de carga média são necessários.

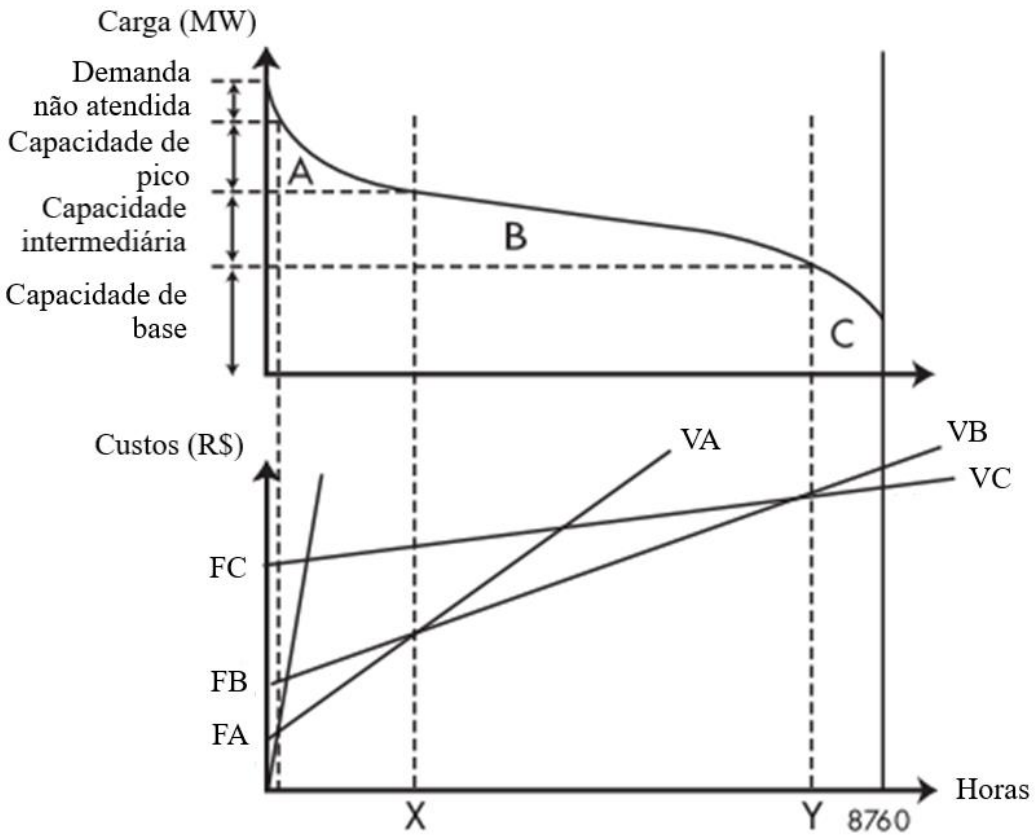


Figura 2.11 - Cálculo da capacidade intermediária requerida
Fonte: Hunt (2002).

Etapa 4 – A questão final está relacionada com a quantidade de carga de base. Como dividiu-se as usinas em três tipos básicos, qualquer capacidade não disponibilizada para atender à demanda de pico ou média deve ser alocada para atender à base. O exemplo de cruzamento das curvas, dos três casos tratados neste texto, pode ser aplicado a qualquer número de diferentes tipos de usinas.

Pode-se mostrar que, em um sistema desenhado desta forma, se tudo for planejado e se os preços forem definidos ao custo marginal, então todos os geradores recuperarão seus investimentos. Se as tarifas para os consumidores são definidas em função do VC para as horas de carga de base, em função de VB quando as plantas de carga média estão em operação, em função de VA quando as plantas de pico estão em operação, e em função do Custo do *Déficit* quando ocorrem

interrupções, então todas as plantas operarão o suficiente para cobrir seus custos variáveis e fixos. Este teorema tem sido usado para estabelecer tarifas elétricas em muitos países e em muitos estados do Estado Unidos. Se o planejamento é feito com base em custos mínimos de investimento e define preços ao custo marginal, obtém-se uma solução eficiente tanto no curto, quanto no longo prazo. Para Hunt (2002) os mercados competitivos também oferecem investimentos de custo mínimo e preços ao custo marginal. Então os mercados competitivos devem oferecer a mesma solução que um planejador central teria optado.

### 2.6.2 Mercados competitivos de eletricidade

No planejamento de geração dos novos modelos do setor de eletricidade, baseados em mercado, a palavra-chave é preço. Os participantes do mercado planejam seus investimentos de geração com base em suas expectativas de preços futuros de energia. Também é comum que tais participantes levem em conta os preços de serviços ancilares e talvez os preços de capacidade, onde existem mercados de capacidade. Por uma questão de simplificação do modelo em análise, tais mecanismo não são considerados nesta seção. Em tese, os investidores constroem novas usinas quando os preços de energia estão altos e não constroem quando os preços estão baixos.

Como os modelos de mercado dependem muito dos sinais de preço, é muito importante que as regras de precificação estejam corretas. Os preços não devem sinalizar apenas o quanto de capacidade total se deve construir e quantas horas de interrupção haverá, mas também a quantidade de cada tipo de usina a ser construída. Os preços durante o horário de pico devem sinalizar a rentabilidade para as usinas de pico, mas não mais do que o ponto em que as plantas de carga média são a opção mais eficiente. Da mesma forma, tal raciocínio vale para as plantas que atendem à carga de base. Os preços devem sinalizar que uma nova capacidade é mais valiosa em alguns locais do que em outros. A distribuição dos preços deve se ajustar e o mercado deve se auto corrigir, caso decisões erradas sejam tomadas. Se muitas plantas de base forem construídas, os preços fora da ponta deverão cair. Se houver muito congestionamento em uma região com restrições de transmissão, os preços devem subir.

Segundo Hunt (2002) as regras de apreçamento da eletricidade devem encorajar os geradores a oferecer energia ao operador do sistema ao custo marginal. O preço da energia deve ser definido

de acordo com a oferta do gerador mais caro. Em um caso de demanda ativa com lances, o preço deve ir até o nível do último lance aceito pelo operador do sistema. Este preço deve ser maior em caso de interrupção do suprimento, potencialmente em direção a alguma estimativa do Custo do *Déficit*.

Não é intuitivamente óbvio como os preços de mercado fornecerão os incentivos corretos em um ambiente competitivo. Neste sentido, não é tão simples definir a quantidade ideal de capacidade, bem como o tipo certo, como se faz no modelo antigo da indústria de eletricidade (planejamento central). No entanto, a teoria é bem simples, os mercados tendem a conduzir os produtores para minimizar os custos. Os participantes do mercado descentralizado devem, em teoria, ter incentivos para construir a mesma quantidade e tipo de capacidade que os planejadores centrais, que seguem as regras de custos mínimos. Os mesmos princípios econômicos básicos observados em ambientes de decisões centralizada se aplicam às decisões de investimento de mercado. A diferença principal é que a centralização depende de decisões internalizadas de quantidade e os mercados competitivos contam com sinais de preços externos e incentivos ao lucro. A melhor maneira de demostrar a equivalência teórica é retornando aos gráficos das curvas de custos do planejamento central. As seguintes etapas ajudam no entendimento destas questões:

Etapa 1 – Deve-se começar com a avaliação de quantas horas de interrupção podem ocorrer. A resposta para esta questão é determinada de acordo com a análise de rentabilidade das usinas de ponta. As usinas de pico serão atraídas pelo mercado, e limitarão interrupções, pelo nível do produto onde elas puderem recuperar todos os seus custos, fixos e variáveis. Isto ocorre quando for satisfeita a Equação 2.7.

$$P.Ti \geq FA + (VA.Ti) \tag{2.7}$$

Onde,

P é o preço de mercado da eletricidade;

Ti é o número de horas de interrupção do suprimento;

FA é o custo fixo de uma usina do tipo A;

VA é o custo variável de uma usina do tipo A.

O preço definido para a energia quando ela é interrompida é o fator determinante para definir o número de horas desta parada. Deve-se conferir a metodologia para definição do custo de interrupção. No caso do Brasil, o ponto de cruzamento entre interrupção e uso de plantas de pico é definido pelo Custo do *Déficit*, como visto na Equação 2.8. Ver Figura 2.12.

$$CD.Ti \geq FA + VA.Ti \tag{2.8}$$

Onde,

CD é o Custo do Déficit;

Ti é o número de horas de interrupção do suprimento;

FA é o custo fixo de uma usina do tipo A;

VA é o custo variável de uma usina do tipo A.

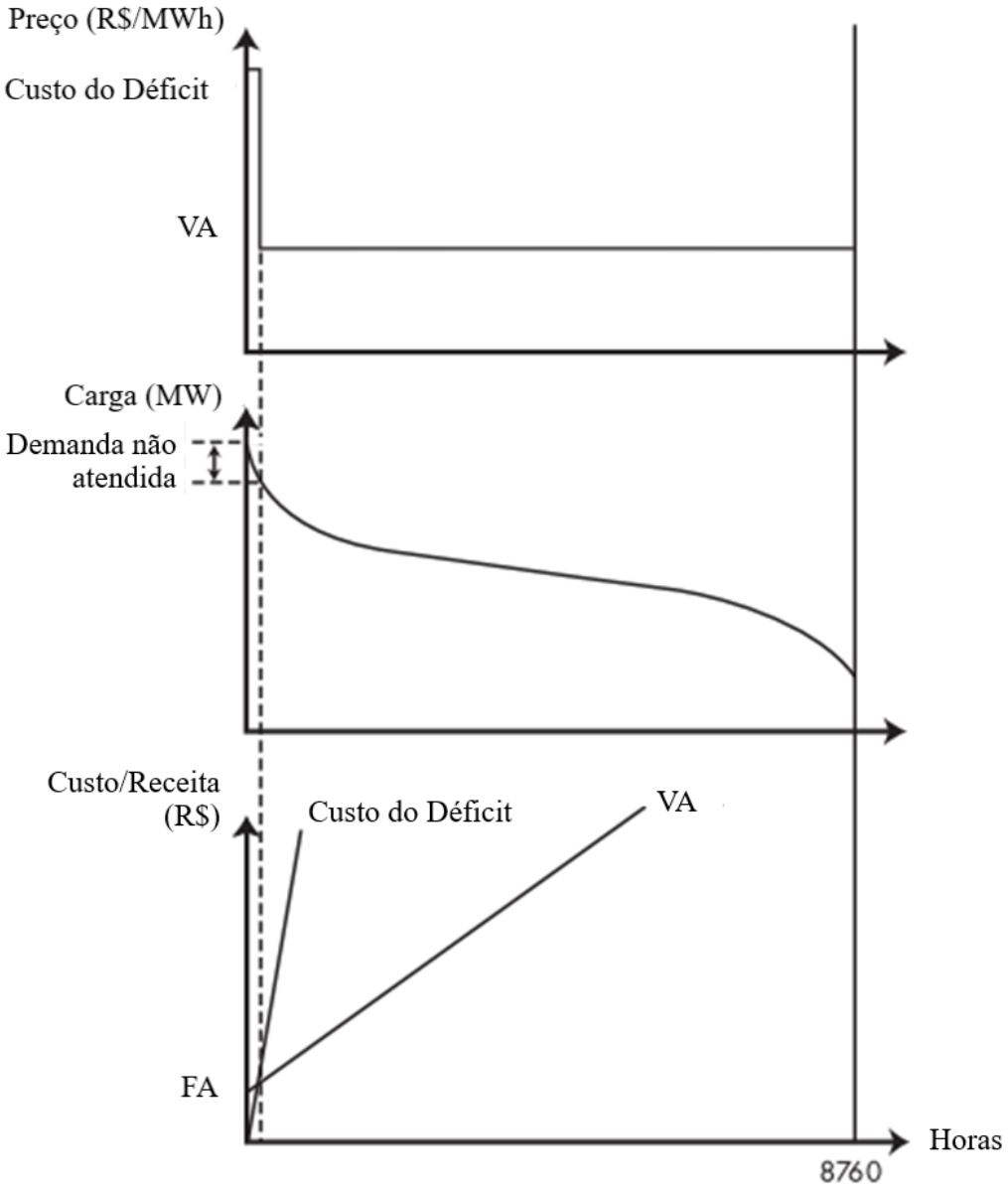


Figura 2.12 - Avaliação do número de horas de interrupção da oferta
Fonte: Hunt (2002).

Outra questão importante é definir o excesso de lucro que as usinas de pico que entram produzem. O primeiro MW de uma usina de pico construída produz margem suficiente acima de seus custos variáveis nas horas de interrupção para compensar seu custo fixo, uma vez que:

$$P.Ti = FA + VA.Ti \tag{2.9}$$

Onde,

P é o preço de mercado da eletricidade;

Ti é o número de horas de interrupção do suprimento;

FA é o custo fixo de uma usina do tipo A;

VA é o custo variável de uma usina do tipo A.

Todos os outros MW de usina de pico, que é construída e operada, recuperam seus custos fixos nas mesmas horas. Em cada hora adicional que estas unidades operam, elas são definidoras de preço e, portanto, recebem um preço igual ao seu custo marginal (VA). Então, o excesso de lucro permanece em zero.

Etapa 2 – Avaliar quanto de capacidade pico será construída, ou seja, quantas usinas de pico serão construídas. A resposta para esta questão é determinada por uma análise de rentabilidade de usinas que atendem à carga média. Plantas de carga média serão atraídas para o mercado e irão reduzir o número de usinas de pico até um nível de saída (hora X), onde tais plantas podem recuperar todos os seus custos, fixos e variáveis. Por exemplo, onde a receita de operar por X horas se igualar ou exceder o termo FB + X.VB. Desde que a receita de operar por X horas seja igual FA+X.VA (porque as usinas de pico fazem excesso de lucro nulo) o ponto de cruzamento das curvas de custo é definido de acordo com a Equação 2.10. Ver Figura 2.13. UHERs e termelétricas a gás natural são tipicamente usinas do tipo A.

$$FA + X.VA = FB + X.VB \tag{2.10}$$

Onde,

FA é o custo fixo de uma usina do tipo A;

X é o número de horas que a última usina de pico construída funcionará;

VA é o custo variável de uma usina do tipo A;

FB é o custo variável de uma usina do tipo B;

VB é o custo variável de uma usina do tipo B.

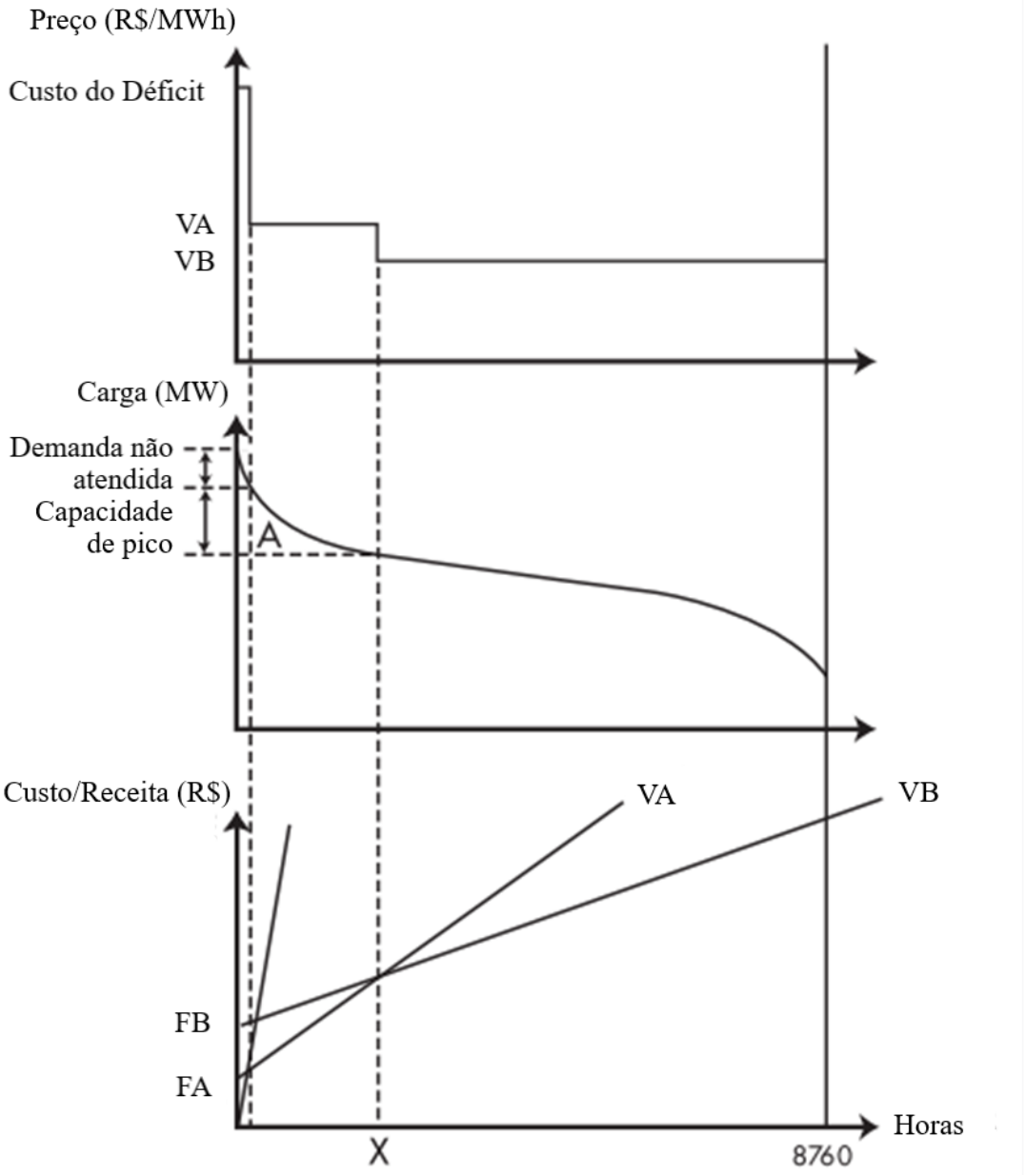


Figura 2.13 - Avaliação da capacidade de pico
Fonte: Hunt (2002).

O primeiro MW da usina que atende à carga média construída produz margem suficiente e acima de seus custos variáveis nas primeiras X horas para compensar exatamente seus custos fixos, desde que a receita de operar por X horas seja igual a FB+X.VB. Todos os outros MW das usinas de plantas de carga média construídos e operados recuperam seus custos fixos durante as mesmas horas. Em cada adicional que estas plantas operam além de X horas, elas são definidoras de preços e, portanto, recebem um preço igual ao seu custo marginal (VB). O excesso de lucro, portanto, permanece em zero. Como nenhuma usina de pico opera além de X horas, o lucro em excesso dos picos permanece em zero.

Etapa 3 – Avaliação de quanto de capacidade de usinas que atendem à carga média será construída. A resposta desta pergunta é determinada por uma análise de rentabilidade das plantas de base. Plantas que atendem a carga de base serão atraídas para o mercado e reduzirão as instalações que atendem à carga média ao nível de produção (Y horas) onde poderão recuperar todos os seus custos, fixos e variáveis. Isto ocorre quando a receita de operar em Y horas se iguala a FB+Y.VB (porque as usinas que atendem à carga média realizam um lucro excedente nulo). O ponto de intersecção entre as plantas de carga média e as de carga de base é definido de acordo com a Equação 2.11. Veja Figura 2.14.

$$FB + Y.VB = FC + Y.VC \tag{2.11}$$

Onde,

FB é o custo fixo de uma usina do tipo B;

VB é o custo variável de uma usina do tipo B;

FC é o custo fixo de uma usina do tipo C;

Y é o número de horas que a última usina de carga média construída funcionará;

VC é o custo variável de uma usina do tipo C.

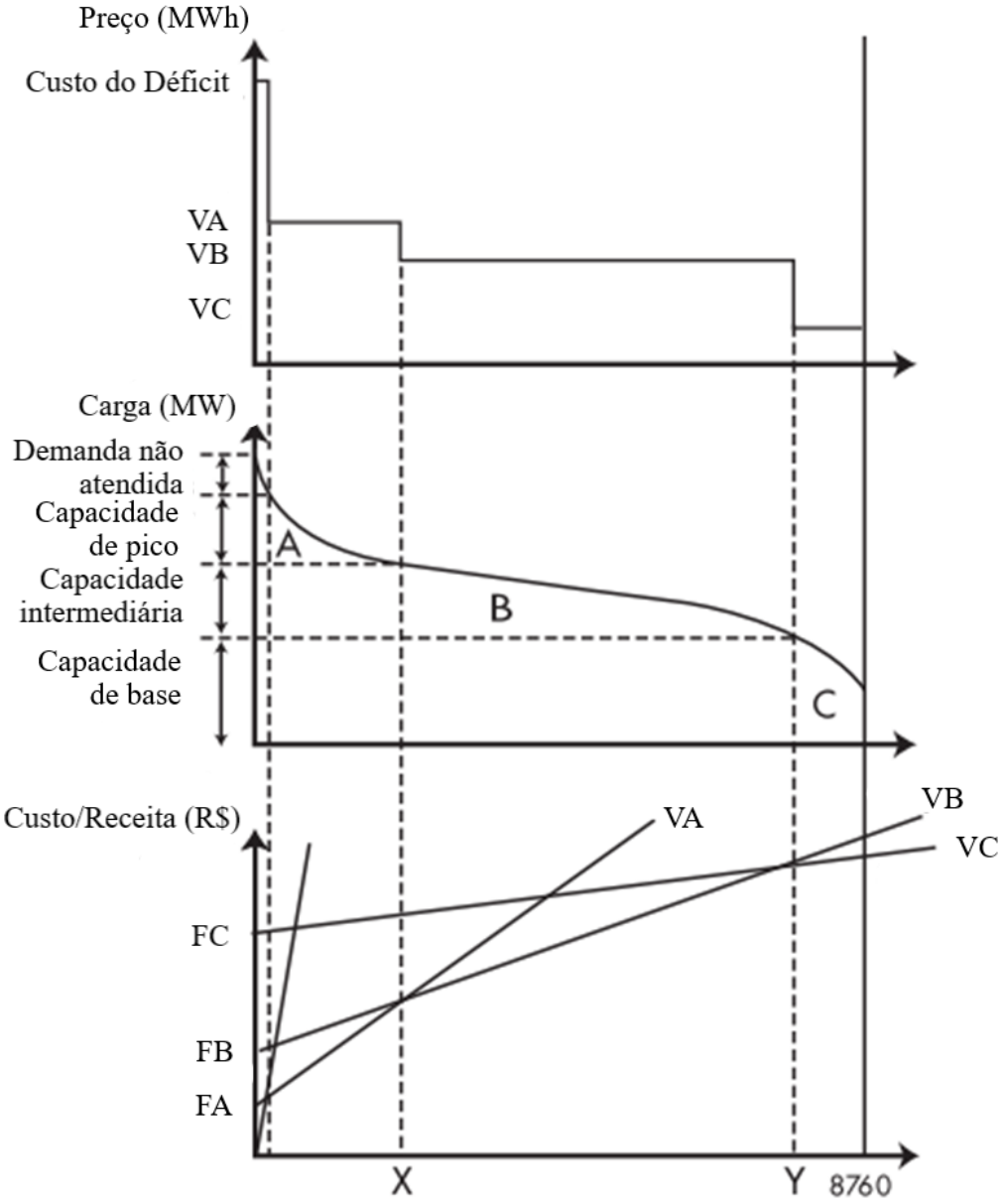


Figura 2.14 - Avaliação da capacidade intermediária
Fonte: Hunt (2002).

Outra questão importante é definir quais os lucros em excesso que as plantas de base que entram podem produzir. O primeiro MW de uma usina de base construída tem margem suficiente e acima de seus custos variáveis nas primeiras Y horas para compensar seus custos fixos, já que a receita para operar em Y horas é igual a FC+Y.VC. Todos os outros MW da planta de carga de base que são construídos e operados recuperam seus custos fixos nas mesmas horas. Em cada hora adicional que estas unidades operam além de Y, elas são definidoras de preço e, portanto, recebem um preço igual ao seu custo marginal (VC). Os lucros em excesso permanecem em zero e, portanto, o lucro em excesso de toda a usina geradora construída é zero.

Etapa 4 – Avaliação de quanto de capacidade de base deve ser construída. Como no velho modelo centralizado, tais plantas irão suprir toda a capacidade remanescente que não foi atendida por usinas de pico ou de carga média.

### 2.6.3 Equivalência teórica

Resumindo, as análises dos gráficos indicam que o *mix* mais eficiente de usinas e o número ideal de horas de interrupção em um mercado competitivo são obtidos de modo muito semelhante ao processo sob planejamento central, sendo diferente o processo de formação dos preços e as análises de rentabilidade das usinas. O número de horas de interrupção mais eficiente ainda continua como uma função do Custo do *Déficit* (ou do VOLL), desde que os preços possam atingir os valores do Custo do *Déficit* durante uma interrupção.

E, em geral, se por um algum motivo o mercado não produzir a alocação correta de capacidade, os participantes do mercado terão incentivos para corrigir a alocação. Por exemplo, se a proporção de usinas de pico for muito alta, então as plantas de carga média terão lucros excedentes maiores que zero e outras usinas de carga intermediária terão incentivos para entrar. Isto empurraria para baixo os preços das usinas de carga média até que os lucros em excesso fossem zero e não incentivasse o crescimento deste seguimento. O oposto seria verdadeiro se houvesse muitas plantas de carga média e pouquíssimas de ponta. Da mesma forma, os participantes de mercado terão os incentivos corretos quanto ao local onde cada usina geradora nova deve ser construída.

## 2.7 Formação dos preços nos mercados de eletricidade

Scheppe *et al.* (1988) mostram os desenvolvimentos feitos na década de 70 sobre a aplicação da teoria da microeconomia clássica aos mercados de energia elétrica. Os autores concluem que o despacho de um sistema elétrico deve ser feito seguindo uma ordem de mérito econômico no acionamento das unidades geradoras de energia até a obtenção de um preço de equilíbrio, o

preço *spot*. Este preço é dado pela unidade marginal utilizada para atendimento à demanda e deve remunerar toda a geração que foi despachada, trata-se do preço da unidade marginal que equilibra oferta e demanda. A demanda também participa como um recurso neste tipo de mercado.

O trabalho de Scheppe *et al.* (1988) concluí que o preço *spot*: (i) remunera todos os geradores eficientes (custos fixos e variáveis) e (ii) induz a expansão da oferta com o *mix* mais adequado. Este pensamento sintetiza a base da teoria dos mercados de energia elétrica, chamada de *energy-only*. Para que o mercado funcione bem de acordo com os princípios delimitados pelos autores, é necessário que não haja preço teto, para que haja uma correta sinalização econômica da escassez; e que haja resposta da demanda, que funciona como uma proteção a preços elevados.

Do ponto de vista prático, sabe-se que há uma fraca integração nos sinais econômicos entre atacado e varejo, o que limita a resposta da demanda. O preço também não apresenta variação infinita, sendo que comumente existe um teto. Outro motivo para a existência de preços teto está ligado à necessidade de mitigação das consequências do exercício de poder de mercado, principalmente onde há oferta de preços.

A mitigação dos riscos sistêmicos da exposição financeira de agentes expostos ao preço de mercado é uma das razões para limitar o preço máximo da energia. Alguns países são restringidos em ponta, apresentando eventos de escassez com durações de horas, como é o caso de locais com predominância da geração térmica. Nestes casos, os momentos de escassez, que fazem os preços subirem, duram poucas horas. Outros países são restringidos em energia, apresentando escassez na escala de meses, com impacto acumulado muito significativo sobre os agentes. O Brasil é um típico país com restrição de energia, principalmente por conta das hidrelétricas. Há momentos do ano em que embora exista capacidade hidrelétrica instalada, não existe vazões suficientes para geração hidráulica.

No caso do Brasil, os consumidores também estão expostos a riscos involuntários. Os consumidores, representados por suas distribuidoras, estão expostos a riscos fora do seu controle, tais como: exposição involuntária causada por frustação de leilão e atraso de oferta nova; contratação por disponibilidade dos contrato de renováveis e cotas que alocam exposição do mercado aos consumidores; e variação dos custos e benefícios do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) elevado que dependem do portifólio de cada distribuidora, que é bastante

heterogêneo e definido por vencedores de leilão (a distribuidora apenas define a quantidade de energia necessária). O gerador hidrelétrico tem despacho centralizado associado ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), sendo assim, não há controle da geração. A aplicação de um preço teto, que no caso do Brasil é um limite máximo para o PLD, também reduz o custo da energia hidrelétrica para o consumidor final nos leilões de energia nova, pois quando o gerador faz uma oferta, ele oferta em um contrato por quantidade, onde o risco de contabilização está com ele. Para um teto maior do PLD, o gerador hidrelétrico considera um *hedge* maior. Já para um teto menor do PLD, ele considera-se um *hedge* menor. Estas definições impactam o preço final para o consumidor, pois a limitação do risco do gerador leva a uma redução do preço esperado por ele.

Quanto menor o teto do preço da energia elétrica: menor será o sinal econômico em momentos de escassez, pois há menor potencial de resposta pela demanda (caso haja integração entre atacado e varejo); e menos o mercado remunera a geração, com possibilidade de ocorrência do problema de recuperação de receitas (*missing money*). Segundo Scheppe *et al.* (1988) o preço de mercado é suficiente para remunerar custos fixos e variáveis, desde que não haja teto. Quando há um preço teto, uma fração da receita que o gerador teria direito, que pagaria seus custos, não é entregue para ele, como pode ser visto na Figura 2.15. Assim, quanto menor o preço teto, menos o mercado remunera a geração. O *missing Money* é resolvido pelo mecanismo de mercado de capacidade. A presença de um preço teto aumenta a necessidade de pagamentos suplementares para compensar parte do custo de geração acionado (custo variáveis), mas que não foi remunerado. Os custos variáveis de produção de geradores que foram acionados, mas que estão acima do preço teto, são ressarcidos via Encargos de Serviços do Sistema (ESS) no Brasil.

A análise do problema de *missing money* começa com o ciclo da carga ao longo do dia e das estações. Variações da oferta combinadas com variações da carga produzem custos voláteis. Esses custos incluem uma mistura dos custos variáveis diretos de geradores marginais, dos valores de energia para hidrelétricas com armazenamento limitado, do valor marginal da demanda incremental e assim por diante. Na margem, o custo de oportunidade é visto como o custo de atender um incremento de demanda diminuindo uma carga ou aumentando a geração. Se o preço *spot* refletir esses custos de oportunidade, esses preços fornecem aos participantes do mercado fortes incentivos durante períodos de escassez. Durante a maioria dos períodos, os preços de mercado estariam em um nível relativamente baixo, definido pelos custos

operacionais variáveis das usinas geradoras de carga média ou baixa. No entanto, em alguns períodos, os preços sobem acima dos custos operacionais variáveis das unidades de pico que estão operando na capacidade e refletem a escassez sob restrição de capacidade com o valor incremental da demanda definindo o custo de oportunidade do sistema (HOGAN, 2005).

A introdução de medidas administrativas para limitar os preços mais altos, como por meio de um preço teto (*price cap*), reduziria os pagamentos disponíveis para todos os tipos de usinas geradoras. Conforme mostrado na Figura 2.15, o limite de preço cria o "*missing money*" (HOGAN, 2005).

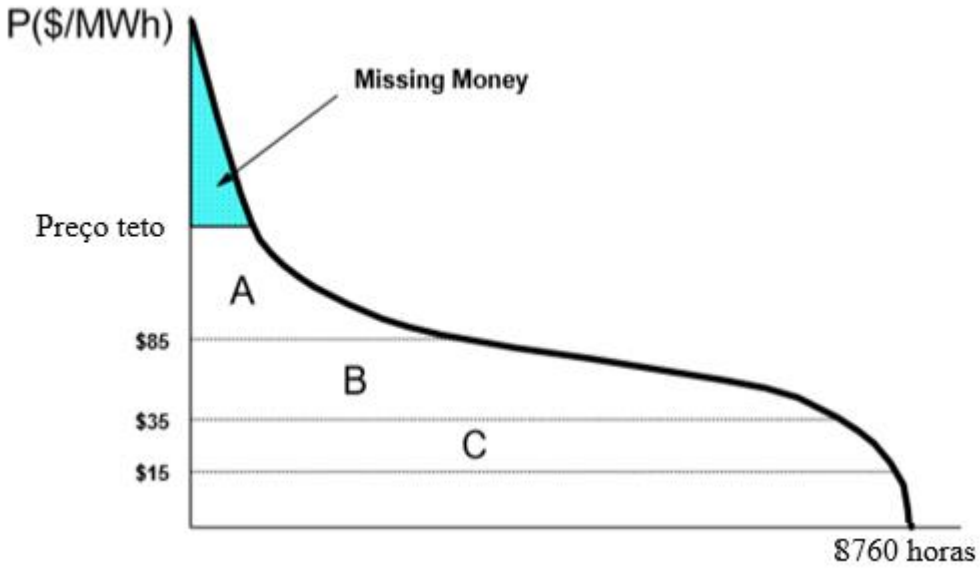


Figura 2.15 - Curva de carga mostrando o problema de *missing money*
Fonte Hogan et al. (2005).

Uma abordagem direta para atender aos requisitos de adequação de recursos é criar um processo além do mercado de energia que forneça pagamentos adicionais a geradores que mantenham ou construam instalações para a geração necessária. Dado um pressuposto de que medidas administrativas serão invocadas para limitar os preços de energia e sempre levarão a pagamentos insuficientes no mercado de energia para manter o nível desejado de capacidade, o problema de *missing money* leva inexoravelmente à abordagens alternativas como o mercado de capacidade instalada (*installed capacity* - ICAP) e projetos relacionados (HOGAN, 2005).

## 2.8 Considerações finais

Este Capítulo mostrou que a indústria de energia elétrica já foi predominantemente composta por empresas verticalmente integradas. Deste modo, os consumidores pagavam uma conta com todas as operações agrupas desde a geração até o uso final. Com o passar do tempo, grande parte dos países desenvolvidos migrou de modelos verticais para modelos competitivos, começando as transformações pelo segmento de geração e posteriormente evoluindo para a liberalização de todo o mercado cativo. A evolução dos modelos de mercado descritos apresenta uma relação com os sistemas de armazenamento de energia que será apresentada no capítulo seguinte.

Também se ressaltou a importância de monitorar com cuidado os processos de reestruturação de um determinado mercado de eletricidade. Há um grande risco ao se separar as partes competitivas das partes regulamentadas, pois a coordenação que estava funcionando bem nas empresas integradas sob regulamentação pode ser perdida. As instituições devem ser concebidas para substituir a coordenação interna existente anteriormente sem perderem as suas eficiências.

As reformas dos mercados de energia elétrica têm como objetivo tornar tais ambientes mais eficientes, para isto é fundamental conseguir inserir concorrência. Como visto, para que a concorrência funcione, é importante que haja desregulamentação do setor e livre acesso à rede. Comumente, também é necessária a presença de alguns pontos, tais como: medições horárias ou sub horária, preço *spot*, operador do sistema independente, despacho centralizado, custo locacional da energia, regulação da transmissão, remoção de barreiras à entrada de novos supridores, controle do poder de mercado, e livre escolha de supridores.

Os principais tipos de mercados de eletricidade também foram apresentados. É muito comum nas arquiteturas de mercado de alguns países segmentos como mercado de balanceamento, mercado em tempo real, mercados futuros, mercado de congestionamento, mercado de capacidade e mercado de serviços ancilares.

Ao olhar para a experiência de outros países, pode-se perceber que existe um constante processo de introdução de reformas inovadoras bem como uma infinidade de caminhos possíveis para tais mudanças. As principais transformações de mercados como Estados Unidos, Inglaterra e

França foram descritos. Com relação a mecanismos de mercado para remunerar empreendimentos de armazenamento de energia, há variações a depender do mercado. A interconexão PJM nos Estados Unidos remunera os projetos de armazenamento pelos mercados de energia e de serviços ancilares, sendo este último a principal fonte de receita. No caso da Inglaterra, o *National Grid* remunera projetos de armazenamento pelo mercado de energia, mercado de serviços ancilares e mercado de capacidade, sendo este último a principal fonte de receita para projetos como baterias. Tais mecanismos de mercado podem contribuir como exemplos a serem seguidos por países como o Brasil, principalmente no tocante a uma reformulação do mercado de serviços ancilares.

Este Capítulo também apresentou alguns conceitos sobre os custos envolvidos na produção de energia e os passos necessários para escolher os supridores para uma determinada demanda. Com base nos custos fixos e variáveis, é possível determinar o melhor modo de operação para cada tipo de usina. O despacho de um sistema elétrico deve ser feito seguindo uma ordem de mérito econômico no acionamento das unidades geradoras de energia até a obtenção de um preço de equilíbrio, o preço *spot*. Em tese, o preço *spot* remunera todos os geradores eficientes, desde que haja resposta da demanda e não haja limites para este preço. A existência de limites dos preços é um dos motivos para a criação dos mercados de capacidade. O entendimento do motivo para existência de um mercado de capacidade é importante para avaliar o caso da Inglaterra, que remunera os projetos de baterias por esta via.

# 3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Esta segunda etapa da revisão de literatura explora a temática dos sistemas de armazenamento de energia. Neste sentido, este capítulo está dividido em 6 partes. A primeira apresenta como os sistemas de armazenamento são caracterizados segundo seus usos e as suas vantagens para os sistemas de potência. A segunda aborda a estocagem realizada pelos reservatórios de hidrelétricas convencionais. Já a terceira descreve com mais detalhes o sistema de armazenamento hidráulico conhecido como usina hidrelétrica reversível (UHER). A quarta traz um panorama de alguns modelos de receitas para usinas reversíveis. A quinta descreve alguns aspectos comerciais relacionados aos sistemas de armazenamento. E por fim, a última parte apresenta algumas considerações finais sobre o tema.

## 3.1 Tecnologias de armazenamento de eletricidade

De forma mais ampla, os sistemas de armazenamento de energia são uma das componentes do que se denomina de Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Os REDs referem-se aos recursos de geração de energia elétrica que estão diretamente conectados a sistemas de distribuição de média tensão (MT) ou baixa tensão (BT), e não aos sistemas de transmissão de energia. Normalmente, estão próximos da carga. Os REDs incluem tanto unidades de geração, como células de combustível, microturbinas, energia fotovoltaica, etc.; quanto tecnologias de armazenamento de energia, como baterias, volantes de inércia, armazenamento de energia magnética supercondutora, entre outros (AKOREDE; HIZAM; POURESMAEIL, 2010).

A definição exata de RED varia um pouco com relação ao tipo de recurso e à capacidade do projeto. No entanto, geralmente, os REDs são definidos como qualquer fonte de energia elétrica de capacidade limitada, diretamente conectada à rede de distribuição do sistema de energia, onde é consumida pelos usuários finais (AKOREDE et al., 2010). Embora haja diversas tentativas de definição, em uma concepção mais ampla, REDs referem-se à oferta não despachada de forma centralizada e menor que 50-100 MW. Tais recursos seriam tipicamente

conectadas à média tensão, embora unidades maiores, de algumas dezenas de MW ou mais, possam vir a ser conectadas na subtransmissão e até mesmo na transmissão (DOS REIS, 2003).

Pouco se discute sobre os novos desafios causados pelos REDs no desenho de novas tarifas, como a necessidade de alocação de custos para consumidores e proprietários de RED. A literatura relata vários estudos sobre os princípios orientadores do desenho tarifário e diversas metodologias sobre este assunto. Deve-se considerar que os REDs podem colaborar com custos adicionais ou benefícios para a rede. Em muitos casos, os proprietários da REDs ainda estão isentos de tarifas de distribuição, ou esquemas sob medida são aplicados à GD. Um exemplo desse último é a combinação de tarifas volumétricas como *net metering* (Picciariello et al., 2015). O *net metering* é um sistema de compensação de energia que surgiu como uma forma de incentivo à GD. Neste sistema, a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro e minigeração pode ser injetada na rede da distribuidora, a qual funcionará como uma bateria. Quando a energia injetada for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia a ser utilizado na fatura dos meses subsequentes.

Dentre os diversos REDs existentes, esta seção explora com mais detalhes os sistemas de armazenamento de energia. Com relação aos aspectos técnicos destes sistemas, a literatura relata diversas formas de se armazenar energia para diferentes grupos de aplicações. As tecnologias de armazenamento podem ser divididas em quatro categorias de acordo com suas aplicações (IBRAHIM, H. et al., 2008):

- Aplicações de baixa potência em áreas isoladas, essencialmente para alimentar transdutores e terminais de emergência;

- Aplicações de média potência, como sistemas elétricos individuais e abastecimento de cidades;

- Aplicações em conexão de rede com nivelamento de picos;

- Aplicações de controle de qualidade de energia.

As duas primeiras categorias são para sistemas de pequena escala, nos quais a energia pode ser armazenada como energia cinética (volantes de inércia), energia química, ar comprimido,

hidrogênio (células de combustível), supercapacitores ou supercondutores. A terceira e quarta categoria são para sistemas de grande escala, com armazenamento por meio de energia gravitacional (sistemas hidráulicos), térmica (calor sensível e latente), química (acumuladores, baterias de fluxo) ou ar comprimido (IBRAHIM, H. et al., 2008).

Dentre os componentes necessários para armazenar eletricidade, a interface elétrica é um elemento essencial e requer um sistema de conversão de energia (SCE). O SCE pode representar mais de 25% do custo total de um sistema completo de armazenagem de energia elétrica (BAKER, 2008).

Em geral, os sistemas de armazenamento de eletricidade (SAE) incluem dois componentes principais: um sistema de conversão de energia (SCE) e uma unidade de armazenamento de energia (UAE). O SCE é usado para ajustar a tensão, a corrente e outras características da energia com base nos requisitos da carga. Esse sistema pode se consistir em duas unidades separadas para carregar e descarregar a energia. Já a UAE contém o meio de acumulação da energia gerada, como, por exemplo, os reservatórios de água nas usinas hidrelétricas convencionais ou reversíveis e os bancos de baterias (ZAKERI; SYRI, 2015). A Figura 3.1 ilustra as seções principais de um SAE típico e as perdas associadas (ZAKERI; SYRI, 2015).

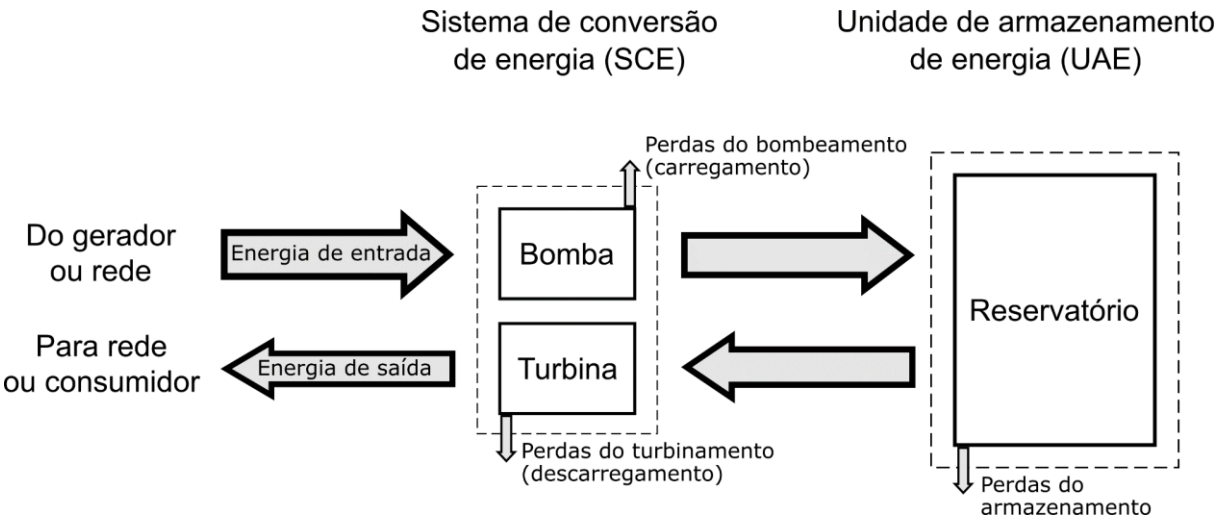


Figura 3.1 - Principais componentes de sistemas de armazenamento de eletricidades e suas perdas

Fonte: Adaptado de Zakeri (2015).

Como qualquer outra tecnologia que apresenta processos de conversão energética, os sistemas de armazenamento de eletricidade apresentam perdas. Por conta dessas perdas no processo de

armazenamento é de se esperar que a energia que sai é sempre inferior àquela que foi armazenada. A eficiência global desses sistemas pode ser definida pela Equação 3.1. Nela é possível perceber que quanto mais próximo de 100% for a proporção entre energia de saída e entrada, maior será a eficiência das conversões energéticas (ZAKERI; SYRI, 2015).

$$\eta_{sistema} = \frac{E_{saída}}{E_{entrada}} \tag{3.1}$$

Em que,

$E_{saída}$ é a energia útil disponibilizada pelo sistema de armazenamento; e

$E_{entrada}$ é a eletricidade a ser armazenada.

No contexto da produção de energia renovável, o armazenamento tem o intuito de armazenar nas horas em que a demanda é baixa e posteriormente utiliza esta energia durante o período de horas de pico (IBRAHIM, H. et al., 2008). Ademais, os sistemas de armazenamento de energia contribuem com uma série de vantagens à rede, como:

- Aumento da eficiência e da confiabilidade do sistema (HALL; BAIN, 2008);
- Otimização dos fluxos de potência;
- Suporte a variações de geração de energias intermitentes (HALL; BAIN, 2008);
- Compensação de perdas temporárias da produção de uma unidade geradora, ajudando a cumprir com uma obrigação contratual de fornecimento de energia e evitando penalidades (IBRAHIM, H. et al., 2008);
- Confere vantagem cinética, ou seja, os futuros sistemas de armazenamento e recuperação podem ajudar a fornecer uma resposta imediata à demanda e, como consequência, adicionar flexibilidade para a rede em termos de nivelamento de carga (IBRAHIM, H. et al., 2008).

Os sistemas de potência podem se tornar mais flexíveis com o uso de sistemas de armazenamento de energia (DENHOLM; HAND, 2011; HEDEGAARD et al., 2012; HUBER; DIMKOVA; HAMACHER, 2014). Do ponto de vista do sistema elétrico, a flexibilidade está intimamente relacionada com (i) a frequência da rede e o controle de tensão, (ii) a incerteza e a variabilidade na entrega de energia, e (iii) a taxa de rampagem (*power ramping rates*) (LUND,

P. D. et al., 2015). Tecnicamente, um serviço de flexibilidade elétrica pode ser definido como um ajuste de potência contínuo em um dado momento por uma duração determinada a partir de um local específico dentro da rede. Assim, um serviço de flexibilidade é caracterizado por cinco atributos (ver Figura 3.2): sua localização; sua direção; sua composição elétrica na potência; e suas características temporais definidas por seu tempo de início e duração (EID et al., 2015).

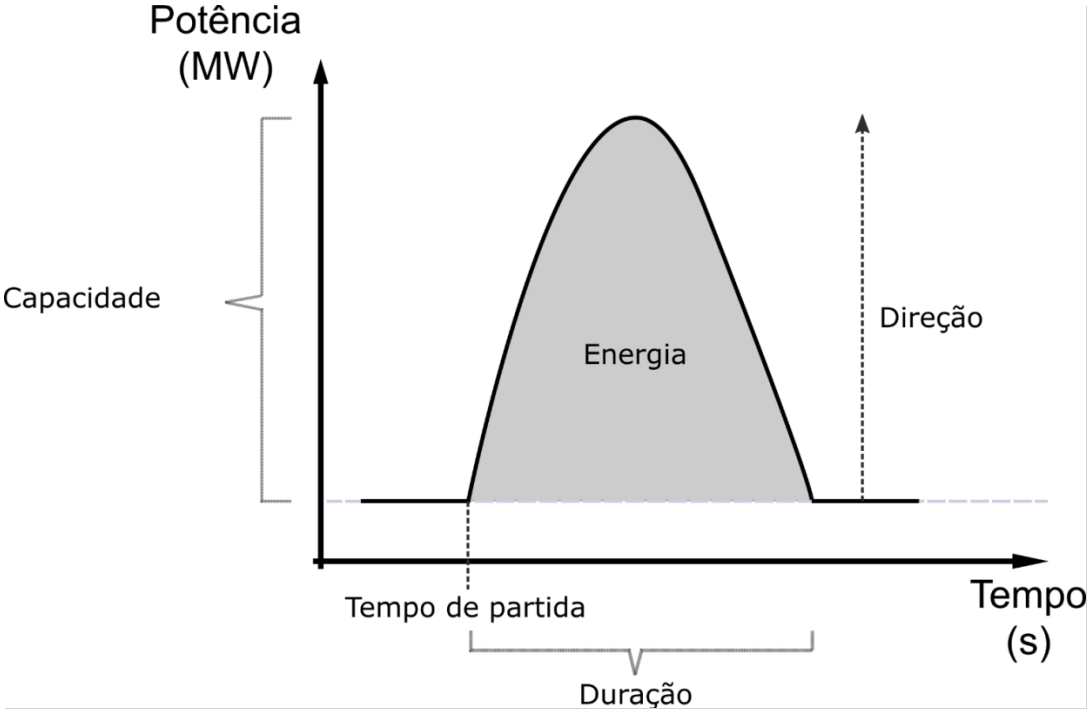


Figura 3.2 - Atributos de um serviço de flexibilidade na oferta de energia elétrica
Fonte: Eid (2016).

Para funcionar corretamente, o sistema de elétrico precisa manter em equilíbrio oferta e demanda de energia na rede elétrica em cada ponto do tempo (LUND, P. D. et al., 2015). O aumento de fontes variáveis aumenta a necessidade sistemas elétricos mais flexíveis, pois neste caso há maior dificuldade para equilibras as variações entre oferta e demanda.

Huber *et al.* (2014) utilizaram três métricas para caracterizar os requisitos de flexibilidade, a magnitude da rampa (*ramp magnitude*), a frequência da rampa (*ramp frequency*) e o tempo de resposta (*response time*), em particular a carga líquida que é o resultado da subtração da geração variável renovável da carga bruta. A análise incluiu tanto o aspecto temporal quanto o espacial (suavização) da flexibilidade do sistema energético. Os resultados indicam que três fatores principais determinam a flexibilidade necessária no futuro: a penetração de fontes renováveis variáveis, o seu mix e o tamanho do sistema. Comparado à variabilidade da carga, os requisitos

de flexibilidade aumentam fortemente em sistemas com contribuição combinada de energia eólica e fotovoltaica (mais de 30% da energia total) e uma parcela de energia fotovoltaica no mix de energias renováveis acima de 20 a 30%. O estudo indica que os requisitos de flexibilidade de um sistema de energia transnacional de grande porte são significativamente mais baixos que os de sistemas regionais menores, especialmente com alta penetração de eólica.

Denholm *et al.* (2011) analisaram a flexibilidade em termos do mix de fontes (usinas para atendimento à carga de base, média e de pico) no Texas (EUA). O estudo examinou as mudanças necessárias para incorporar uma alta penetração de energia variável em uma rede com restrição de transmissão. Os autores concluíram que em um sistema com menor flexibilidade, uma grande fração da geração de energia eólica e solar pode ser interrompida (*curtailed*). A flexibilidade pode ser obtida por meio de várias fontes, incluindo o armazenamento de energia. O armazenamento de energia pode permitir penetrações de energia eólica e solar iguais ou até mesmo mais que 80%.

Outro ponto importante sobre os sistemas de armazenamento de energia está relacionado com os modelos de mercado descritos no Capítulo 2. Anuta *et al.* (2014) descreve que os sistemas de eletricidade desverticalizados limitam as partes interessadas a determinar e realizar os vários benefícios dos sistemas de armazenamento de energia, pois há vários atores envolvidos desde a geração até os consumidores com diferentes objetivos, práticas e sistemas de regulamentação em vigor. Os sistemas de eletricidade desverticalizados levam à falta de transparência nas atividades de geração, suprimento e rede. Isso afeta a avaliação do valor total da tecnologia de armazenamento no sistema elétrico.

Com relação aos custos associados com a aquisição de um sistema de armazenamento de energia, eles são muito diversificados e dependentes da tecnologia adotada. O custo total do sistema é composto por duas contribuições diferentes; uma associada com a capacidade de potência de pico do dispositivo de estocagem e outra associada à quantidade de energia que pode ser armazenada (FAIAS et al., 2009).

A Tabela 3.1 apresenta uma comparação dos custos de aquisição para a comercialização de tecnologias de armazenamento de energia. Todos os custos por unidade de energia apresentados na tabela foram divididos pela eficiência de armazenamento para obter o custo por produção de energia (útil). O custo por ciclo é definido como o custo por unidade de energia dividido pelo

ciclo de vida, que é uma das melhores maneiras de avaliar o custo de armazenamento de energia em uma aplicação de carga e descarga frequente, tal como nivelamento de carga (CHEN, H. et al., 2009; IBRAHIM, HUSSEIN; ILINCA, 2013).

Tabela 3.1 - Comparação técnica das características de sistemas de armazenamento de energia

| Sistemas | Potência e tempo de descarga | | Tempo de armazenamento | Custo de capital | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Potência | Tempo de descarga | | $/kW | $/kWh |
| UHER | 100–5000 MW | 1–24 h+ | Horas–meses | 600–2000 | 5–100 |
| CAES | 5–300 MW | 1–24 h+ | Horas–meses | 400–800 | 2–50 |
| Lead-acid | 0–20 MW | Segundos–horas | Minutos–dias | 300–600 | 200–400 |
| NiCd | 0–40 MW | Segundos–horas | Minutos–dias | 500–1500 | 800–1500 |
| NaS | 50 kW–8 MW | Segundos–horas | Segundos–horas | 1000–3000 | 300–500 |
| Li-ion | 0–100 kW | Minutos–horas | Minutos–dias | 1200–4000 | 600–2500 |
| Célula a combustível | 0–50 MW | Segundos –24 h+ | Horas–meses | 10.000+ | |
| Metal-Air | 0–10 kW | Segundos –24 h+ | Horas–meses | 100–250 | 10–60 |
| ZnBr | 50 kW–2 MW | Segundos –10 h | Horas–meses | 700–2500 | 150–1000 |
| Combustível solar | 0–10 MW | 1–24 h+ | Horas–meses | – | – |
| SMES | 100 kW–10 MW | Milissegundos–8 s | Minutos–horas | 200–300 | 1000–10.000 |
| Volante de inércia | 0–250 kW | Milissegundos –15 min | Segundos–minutos | 250–350 | 1000–5000 |
| Capacitor | 0–50 kW | Milissegundos –60 min | Segundos–horas | 200–400 | 500–1000 |
| Supercapacitor | 0–300 kW | Milissegundos –60 min | Segundos–horas | 100–300 | 300–2000 |

Fonte: Adaptado de Chen et al. (2009) e Ibrahim & Ilinca (2013b).

No geral, sistemas de baixa eficiência e com baixa capacidade de recarga exigem menor investimento inicial. Por isso, é fundamental a realização de uma análise da durabilidade de todo o sistema, incluindo a unidade de armazenamento. Em termos de desenvolvimento sustentável, os custos globais ao longo de toda a vida útil do sistema, incluindo materiais, energia e outros custos ambientais de fabricação à reciclagem, devem ser considerados. Os custos operacionais, distribuídos ao longo da vida do sistema com duração média de 20 anos, devem ser proporcionais aos custos de investimento, algo da ordem de 40% do investimento (IBRAHIM, H. et al., 2008).

A posição do sistema de armazenamento de energia no sistema elétrico é bem variável, como pode ser visto na Figura 3.3. A escolha deve ser cuidadosa e pode evitar fluxos energéticos não desejados ou congestionamento, melhorando a flexibilidade e a eficiência das conexões. Faias et al. (2009) apresentam três diferentes perspectivas de arranjos para os sistemas de armazenamento: (i) distribuído na geração, (ii) distribuído na demanda, e (iii) centralizado, como descrito a seguir. (FAIAS et al., 2009)

No armazenamento de energia distribuído na geração, tem-se o sistema de armazenamento de energia localizado próximo do produtor de energia não despachável. É a configuração mais intuitiva, porque mitiga problemas de desequilíbrios de energia direto na fonte, embora não traga ganhos globais para o sistema como um todo. Tais sistemas também podem ser reconfigurados para operarem ligados à rede. É comum a utilização de unidades de tamanho médio com descarga de longo prazo.

Os sistemas de armazenamento distribuído na demanda ficam localizados próximo dos pontos de demanda, eventualmente entre os sistemas de transmissão e distribuição. Há a promoção de fluxos de energia fora do horário de pico para aliviar do sistema durante o pico. Como os equipamentos estão dispostos próximo do local onde a energia será consumida, é evitado o congestionamento do sistema elétrico, porque os fluxos de energia entre o produtor de energia intermitente e a unidade de armazenamento irão ocorrer fora da ponta. Também implica na utilização de dispositivos de armazenamento de energia de tamanho médio com descarga de longo prazo.

Já os sistemas de armazenamento centralizado baseiam-se na ideia de instalar plantas de grande escala no sistema elétrico para um melhor gerenciamento de oscilações de energia ocasionadas por fontes intermitentes. Nessa concepção, unidades centralizadas em pequeno número não contribuem para aumento dos fluxos de energia e congestionamento do sistema elétrico, pois os fluxos resultantes do excesso de geração intermitente irão convergir para locais onde os sistemas centralizados de armazenamento estão localizados. Já durante o período de descarga, os fluxos provenientes de sistemas de armazenamento próximos irão contribuir para o aumento do congestionamento e resultarão em uma contribuição potencialmente negativa para a eficiência global do sistema elétrico. Plantas de grande escala com descarga de longa duração, como UHER e ar comprimido, são melhores nesse tipo de configuração, estas tecnologias de armazenagem apresentam menor custo de capital por energia gerada. As restrições geográficas

desses dois tipos de plantas é um importante fator para o baixo número de unidades implementadas.

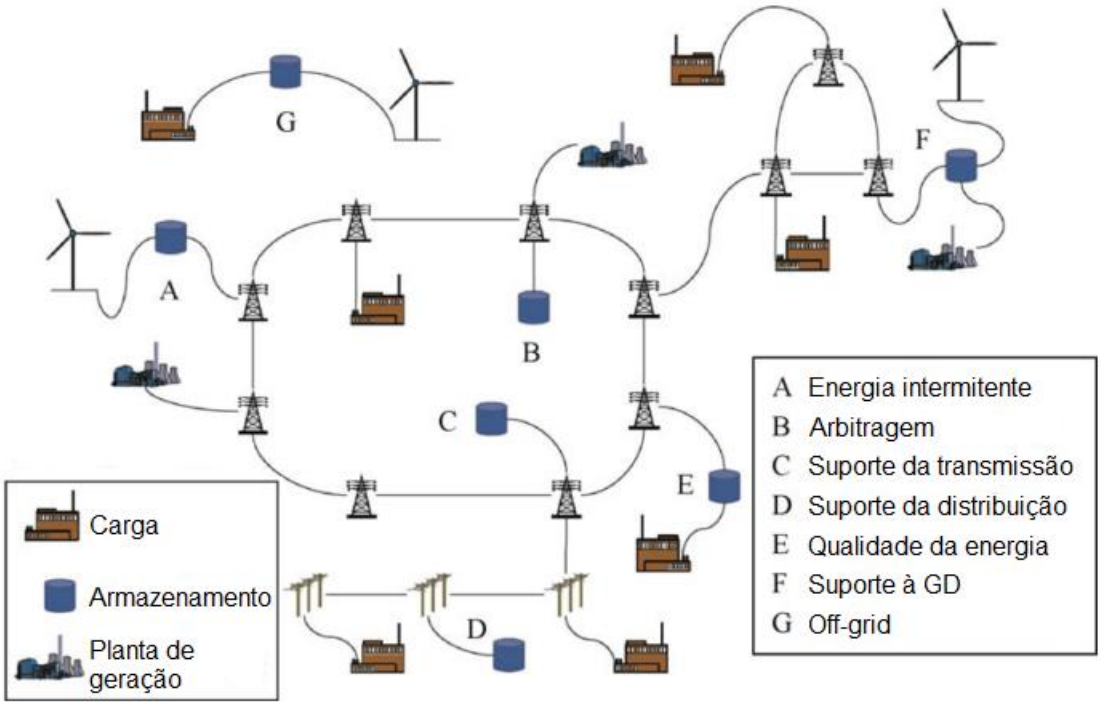


Figura 3.3 - Arranjos para aplicação de sistemas de armazenamento de energia no sistema elétrico
Fonte: Chen et al. (2009).

As diversas tecnologias de armazenamento apresentam diferentes graus de desenvolvimento. As UHREs, chamadas de *Pumped Hydro Storage* (PHS) em inglês, estão entre as opções já disponíveis para serem implantadas, contando com uma capacidade instalada global de 130 GW. Muitos desses empreendimentos fazem parte do mercado desde a década de 1960 (BARBOUR et al., 2016). Como o Brasil apresenta grande domínio na área de hidráulica, as usinas reversíveis são compatíveis com a realidade do país. Vale ressaltar também, que o SEB tem como uma característica fundamental o armazenamento por meio dos reservatórios hidrelétricos, como discutido no tópico seguinte.

Como um desafio operacional de diversos sistemas elétricos, pode-se citar a instabilidade do consumo diário de energia elétrica, que está ligado ao equilíbrio entre oferta e demanda (CHEN, H. et al., 2009; FAIAS et al., 2009). Ao longo das 24 horas do dia, o consumo diário de eletricidade não é constante. Em muitos casos, a energia necessária para satisfazer o consumo nas horas de pico é, praticamente, o dobro do valor necessário para satisfazer a procura nas horas de menor consumo (IBRAHIM, HUSSEIN; ILINCA, 2013).

Por uma questão de segurança, o dimensionamento dos componentes da rede elétrica corresponde ao momento de maior demanda, constata-se que na maior parte do tempo esses componentes encontram-se sobre dimensionados (IBRAHIM, HUSSEIN; ILINCA, 2013). Entretanto, existe a possibilidade de se nivelar a energia produzida considerando o valor médio da demanda ao longo do dia, como pode ser visto na Figura 3.4. Então é possível produzir energia a um nível menor do que o valor de pico, permitindo uma redução do dimensionamento e dos custos dos componentes da rede. Assim, pode-se ter uma situação de produção praticamente constante, desde que haja a introdução de sistemas como os de armazenamento de energia na rede elétrica (IBRAHIM, H. et al., 2008).

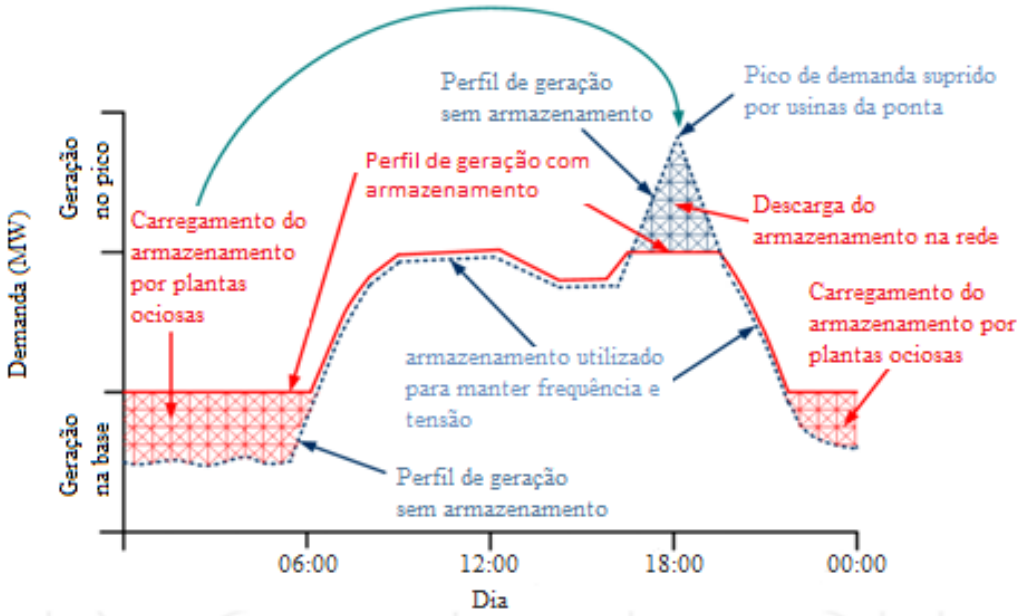


Figura 3.4 - Curva de carga típica com deslocamento de energia por meio de sistemas de armazenamento
Fonte: ESA (2015).

Esta situação permitiria poupar nos gastos com o sobre dimensionamento dos componentes da rede elétrica, contudo, para esta situação ser viável, as tecnologias de armazenamento de energia elétrica precisam estar num patamar mais evoluído. No contexto da produção de energia renovável, o armazenamento tem o intuito de armazenar nas horas em que a demanda é baixa e, posteriormente, utilizar esta energia durante o período de pico (IBRAHIM, HUSSEIN; ILINCA, 2013; IBRAHIM, H. et al., 2008).

Também, afetam diretamente a disponibilidade de eletricidade, a intermitência e a não “despachabilidade”, características das novas renováveis. Assim, para garantir a segurança de

abastecimento, é preciso que os sistemas elétricos possuam maior flexibilidade a agilidade de resposta às oscilações da geração. Essa flexibilidade pode ser desenvolvida tanto do lado da oferta como do lado da demanda, e a estocagem de energia também é uma das opções (FERRAZ, 2015;  LOMBARDI; SCHWABE, 2017).

A falta de armazenamento de eletricidade tem algumas implicações importantes para os mercados futuros. Observe que, para produtos armazenáveis como o petróleo, há uma relação clara entre os preços para entrega em períodos adjacentes, que está diretamente relacionado com o custo de armazenar o produto de um mês para o outro. Nos mercados de ações, o custo de "armazenamento" é uma taxa de juros. Toda a teoria de precificação de opções baseia-se na capacidade de armazenamento do produto (HUNT, 2002).

De de certa forma, os mercados de um produto armazenável são automaticamente mais líquidos e eficientes do que os mercados de um produto que não pode ser armazenado, porque há mais compradores e vendedores e mais informações. Mas a eletricidade não é armazenável, pelo menos de forma significativa e viável economicamente, de modo que os mercados de eletricidade são intrinsecamente menos líquidos e eficientes do que outros mercados (HUNT, 2002).

Os sistemas de armazenamento de energia ainda são pouco implementados, pois os mercados normalmente precificam os custos da energia em si, não levando em conta as demais externalidades positivas fornecidas por um tipo de tecnologia. Entretanto, o fornecimento de energia elétrica precisa ser visto muito além da questão da modicidade tarifária, considerando as questões ligadas à segurança do suprimento e à inserção social. Há externalidades positivas dos sistemas de armazenamento de energia, de forma a ressaltar as suas contribuições para garantir que o suprimento de eletricidade seja entregue como um bem público. Considera-se como bem público aqueles que não são excludentes e nem rivais. Ou seja, as pessoas não podem ser impedidas de usar a energia. E quando a utilizam, não há redução da sua disponibilidade, não havendo prejuízo a nenhum dos usuários (MANKIW; MONTEIRO, 2001).

Um aspecto fundamental da coordenação no setor elétrico é a segurança do abastecimento. Por se tratar de bem público, o resultado de mercado tende a ser ineficiente. Nas experiências internacionais, as políticas de segurança são usualmente instrumentalizadas por requerimentos e encargos de capacidade. Aplicados em sistemas de base termelétrica, estes instrumentos

induzem o investimento em sobre capacidade, aumentando a margem de segurança do sistema (LOSEKANN, 2003).

Os sistemas de armazenamento ganham competividade quando se leva em consideração seus demais serviços prestados ao sistema elétrico. Há diversos efeitos causados pelos sistemas de armazenamento, por isto, uma análise do fornecimento de eletricidade além apenas das questões de custos dos produtos eletricidade e capacidade devem ser consideradas pelo mercado.

No contexto da produção de energia intermitente, o armazenamento tem o intuito de armazenar nas horas em que a demanda é baixa e posteriormente disponibilizar esta energia durante o período de pico. Os elevados investimentos em sistema de armazenamento ficam refém de uma operação que pode ser reduzida a um pequeno número de horas quando comparada com sistemas de geração tradicionais, o que os torna menos competitivos economicamente. Entretanto, tais sistemas fornecem outras externalidades positivas para o sistema elétrico como um todo, mas elas não são contabilizadas de maneira quantitativa na tarifa de venda de energia. O levantamento feito na literatura permitiu elencar as contribuições listadas na Tabela 3.2.

Nota-se pela Tabela 3.2 que há uma grande gama de serviços prestados aos sistemas elétricos pelas tecnologias de armazenamento de energia. As regras de mercado atuais no Brasil não consideram tais benefícios, que de fato são de difícil precificação. Neste sentido, os sistemas de armazenamento precisam ser analisados acima das regras de mercado, considerando os efeitos benéficos para a garantia do fornecimento de energia como um bem público.

A confiabilidade de um sistema pode ser apresentada como a porcentagem ou taxa de interrupção na entrega de energia elétrica considerando um tempo de atividade total. Os sistemas de armazenamento de energia podem ajudar a fornecer um serviço elétrico confiável aos consumidores.

A melhora na qualidade da energia está relacionada com as mudanças na magnitude e na forma da corrente e da corrente. Os principais fenômenos associados à qualidade da energia estão relacionados com harmônicos, variação e flutuação de tensão, variação de frequência, transitórios, fator de potência e cintilação (*flicker*). Os sistemas de armazenamento de energia podem mitigar esses problemas e fornecer serviços elétricos ao cliente sem nenhuma oscilação secundária ou interrupção da forma da onda elétrica.

Tabela 3.2 - Demais serviços oferecidos aos sistemas elétricos pelas tecnologias de armazenamento de energia

| Descrição | Referências |
|---|---|
| Aumenta a confiabilidade da rede | (DENHOLM et al., 2010; GALLO et al., 2016; HALL; BAIN, 2008) |
| Garante maior disponibilidade do sistema | (DENHOLM et al., 2010; IBRAHIM, H. et al., 2008) |
| Confere suporte a variações de geração de energias intermitentes | (CHEN, H. et al., 2009; GALLO et al., 2016; HALL; BAIN, 2008; IBRAHIM, H. et al., 2008) |
| Auxílio no equilíbrio entre oferta e demanda | (CHEN, H. et al., 2009; DENHOLM et al., 2010; GALLO et al., 2016; IBRAHIM, H. et al., 2008) |
| Reduz custos com sobre dimensionamento de infraestrutura | (DENHOLM et al., 2010; GALLO et al., 2016; IBRAHIM, H. et al., 2008) |
| Compensa perdas temporárias da produção de uma unidade geradora | (IBRAHIM, H. et al., 2008) |
| Adiciona flexibilidade para a rede | (CHEN, H. et al., 2009; IBRAHIM, H. et al., 2008) |
| Melhora qualidade da energia | (CHEN, H. et al., 2009; DENHOLM et al., 2010; GALLO et al., 2016; IBRAHIM, H. et al., 2008) |
| Load following | (CHEN, H. et al., 2009; DENHOLM et al., 2010) |
| Redução de emissões | (CHEN, H. et al., 2009) |
| Ramping service | (CHEN, H. et al., 2009; DENHOLM et al., 2010) |
| Spinning Reserve | (CHEN, H. et al., 2009; DENHOLM et al., 2010) |
| Black-Start | (DENHOLM et al., 2010) |
| Evita que sistema de transmissão e distribuição seja sobrecarregado durante horário de pico | (DENHOLM et al., 2010; GALLO et al., 2016) |
| Regula frequência e tensão | (GALLO et al., 2016) |
| Melhora integração com geração distribuída | (GALLO et al., 2016) |

Fonte: elaboração própria.

O acompanhamento da carga (*load following*) promovido por sistemas de armazenamento reduz o uso de geradores, principalmente os térmicos, potencialmente reduzindo o uso de combustível e as emissões. Também pode reduzir o desgaste do equipamento de geração e prolongar a vida útil de geração do equipamento.

O *Ramping* é uma mudança significativa na produção de energia em prazos variando de alguns segundos a alguns minutos. Pode-se citar na geração eólica as oscilações causadas por variações rápidas de velocidade do vento e na solar as variações causadas pela passagem de grandes nuvens pelo gerador. De fato, o *ramping* pode aumentar à medida que os recursos variáveis são adicionados à rede. Se esse fenômeno se tornar significativo, os operadores do sistema terão que apresentar alguma resposta, ou a rede pode ficar instável. O armazenamento também pode ser usado para o *ramping service*, em vez da compensação com geração adicional,

A reserva girante (*Spinning Reserve*) refere-se à capacidade de geração que está disponível e que pode responder dentro de minutos para compensar cortes de geração ou transmissão. As reservas girantes são as primeiras do tipo a serem usadas quando ocorre uma insuficiência. Também conhecidas como reservas sincronizadas. Os sistemas de armazenamento, quando atuam como reserva girante, reduzem o uso de geradores térmicos, potencialmente reduzindo emissões e o uso de combustível.

*Black-Start* são as unidades usadas para iniciar o sistema após uma falha (*blackout*), auxiliando na retomada de outras instalações. Nesse caso, os sistemas de armazenamento também substituem geradores convencionais, como turbinas de combustão ou geradores a diesel. É necessário que haja proximidades dos gerados as serem restabelecidos.

O armazenamento de energia pode ser usado para injetar e absorver energia e manter a frequência da rede em face de flutuações na geração e na carga. Mudanças rápidas e significativas na carga elétrica de um sistema podem danificar o gerador e o equipamento elétrico dos clientes. As tecnologias de armazenagem também oferecem suporte à tensão na rede, elas podem fornecer energia à rede de distribuição elétrica para manter tensões dentro do intervalo aceitável entre cada extremidade de todas as linhas de energia. Isso envolve um *trade-off* entre a quantidade de energia "real" produzida por geradores e a quantidade de potência "reativa" produzida.

Apesar de os sistemas de armazenamento de energia serem caros (IBRAHIM, H. et al., 2008; LUND, HENRIK et al., 2012) e envolverem sucessivas transformações e algumas perdas energéticas (BLONBOU et al., 2013), deve-se considerar que eles também apresentam uma série de benefícios para todo o sistema elétrico, como visto na Tabela 3.2.

A capacidade de geração e transporte de um sistema de potência está relacionada com a demanda máxima que ele provavelmente terá de atender, esta capacidade será ocupada de forma mais contínua e estável quando a carga máxima se aproximar da carga média. As tecnologias de armazenamento de energia diminuem a distância entre estas duas cargas, pois proporcionam uma suavização da curva de carga ao deslocarem a produção em momento de capacidade ociosa do sistema para o período de ponta, o que permite uma maior ocupação, em relação ao tempo, da capacidade instalada. Este tipo de estratégia também pode ser considerado como **gerenciamento pelo lado da demanda** (GLD)

Na medida em que os usuários demandam energia em diferentes momentos do tempo, a mesma capacidade instalada de produção e transporte pode ser usada por mais de um usuário ao longo de dado período, o que permite a exploração de **economias de escopo**[1], tanto na produção quanto no transporte da eletricidade. Isto contribui para tornar o fluxo de energia produzido e transportado mais contínuo e mais regular no tempo, o que significa uma ocupação mais contínua e regular da capacidade instalada de geração de transmissão.

## 3.2 Armazenamento por hidrelétricas no Brasil

Um grande desafio enfrentado pelo setor elétrico brasileiro é manter o equilíbrio das grandes usinas hidrelétricas com as demais fontes de energia. Em termos de armazenamento, as usinas hidrelétricas brasileiras possuem grandes reservatórios com capacidade de armazenamento que pode chegar até metade do consumo anual de eletricidade do país. O SIN possibilita o uso do potencial de armazenamento, pois conecta os quatro subsistemas regionais com suas hidrelétricas geograficamente dispersas. Isto permite a utilização dos reservatórios de armazenagem com diversidade hidrológica provocada por diferentes padrões climáticos, equilibrando as alterações da demanda de eletricidade e das chuvas ao longo das regiões de Norte a Sul no decorrer do ano (LOSEKANN et al., 2013).

A dependência excessiva da energia hidrelétrica conduziu a momentos de escassez de energia no passado, tal foram os casos em 2001 e 2012. Além disso, existem limites geográficos e políticos que afetam a exploração de 70% do potencial hidrelétrico remanescente no Brasil. Esses limites para os recursos hídricos levaram o governo a investir mais em usinas hidrelétricas a fio d'água, que não realizam armazenamento. Como o sistema brasileiro possui grande capacidade de armazenamento e um sistema interligado de transmissão, essa limitação pode ser ultrapassada. Os reservatórios do Sudeste ainda podem desempenhar o papel de reservatório virtual paras as usinas sem grande capacidade de estocagem, porém, há também a necessidade de maior participação de sistemas térmicos flexíveis (SOITO; FREITAS, 2011).

[1] A economia de escopo acontece quando a redução de custo se dá pela produção conjunta de mais de um produto ou serviço.

Embora não existam políticas que promovam o uso de sistemas de armazenamento de energia no Brasil, o governo quer evitar a escassez de energia causada pela dependência excessiva dos recursos hidrelétricos. Espera-se que os recurso provenientes do sol e do vento possam ser utilizados como recursos complementares para equilibrar o impacto das estações secas sobre a geração hidrelétrica, uma vez que a irradiação e a velocidade do vento ocorrem nesses períodos. O governo está diversificando o portifólio energético do país para equilibrar os recursos hídricos. Neste sentido, o crescimento de fontes renováveis a custos competitivos pode auxiliar no restabelecimento dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas. O uso de energias renováveis com eólica, solar, hidrelétrica de pequeno porte, está sendo implementado juntamente com as termelétricas (combustível fóssil, biomassa e nuclear) para complementar os recursos hídricos (ANUTA et al., 2014).

## 3.3 Caracterização das usinas reversíveis

O princípio fundamental das UHERs é armazenar eletricidade na forma de energia potencial hidráulica ao elevar a água de um reservatório inferior para um superior. Quando necessário, esta energia armazenada pode ser convertida novamente em eletricidade por “turbinamento” da água a partir do reservatório superior de volta para o reservatório inferior, da mesma forma como uma central hidrelétrica convencional. O bombeamento normalmente ocorre principalmente durante períodos fora do pico, quando a demanda de eletricidade é baixa e os preços são mais baixos. A geração ocorre durante os períodos de pico, quando a demanda do sistema elétrico é alta. O bombeamento e a geração geralmente seguem um ciclo diário, mas também pode ser semanal ou mesmo sazonal (BARBOUR et al., 2016).

Embora altamente eficiente, essas plantas consomem eletricidade líquida devido às perdas hidráulicas e elétricas durante o ciclo de bombeamento e turbinamento. Para cada MWh de eletricidade de entrada nesse tipo de usina, apenas entre 0,75 a 0,82 MWh de energia elétrica pode ser disponibilizado de volta para a rede (GUITTET et al., 2016).

O planejamento dos reservatórios é uma das fases mais críticas de um projeto de uma UHER. Em uma das opções, às vezes chamada de “usinas por bombeamento puro” ou de “circuito fechado”, os reservatórios são independentes de um rio, de modo que um determinado volume

de água oscila entre dois reservatórios e é necessário apenas um pequeno afluxo para restabelecer as perdas por evaporação e infiltração. Outra forma, é quando os reservatórios são construídos no leito de um rio, sendo utilizados por usinas hidrelétricas convencionais durante o dia, e utilizando o excedente de energias renováveis para bombeamento durante a noite (DEANE; Ó GALLACHÓIR; MCKEOGH, 2010; SCHREIBER, 1978). A Figura 3.5 mostra uma usina reversível por bombeamento puro (esquerda) e uma com reservatório construído no leito do rio (direita).

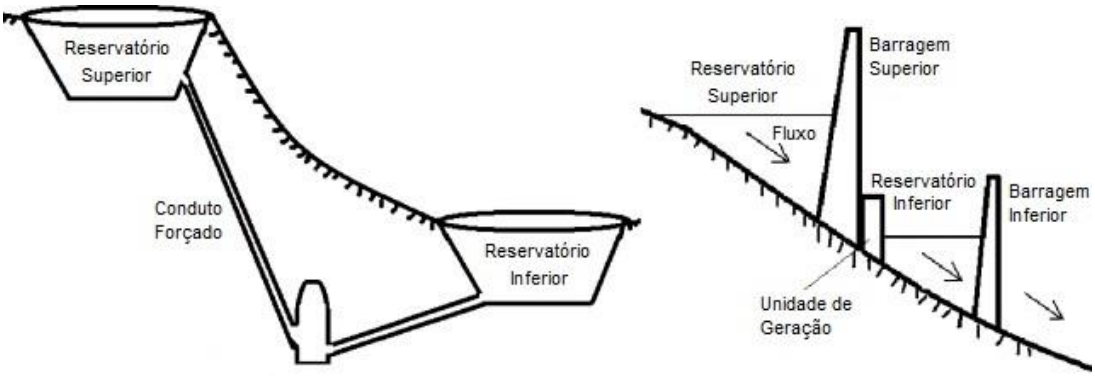


Figura 3.5 - Diferentes configurações de usinas reversíveis
Fonte: Deane et al. (2010).

Quanto aos condutos hidráulicos, estes devem ser dimensionados cuidadosamente, já que em uma UHER as perdas no bombeamento acumulam-se às perdas na operação das turbinas. A solução mais rudimentar para arranjos eletromecânicos seria a instalação de uma unidade geradora separada de outra para bombeamento, selecionando para ambas suas configurações mais adequadas. Mas raramente esse arranjo tem sido adotado, pois a necessidade de equipamentos diferentes torna-o demasiadamente caro (CANALES, 2015).

Além da capacidade de armazenamento, eficiência, maturidade da tecnologia e tempo de descarga, outra vantagem das UHERs em relação a outras tecnologias de armazenamento é a necessidade de um curto período de tempo para passar do bombeamento para geração máxima, cerca de 2 minutos, enquanto que uma turbina a gás precisa de 7 a 15 minutos para aquecer uniformemente (CANALES, 2015).

As usinas hidrelétricas reversíveis já eram objetos de estudos no Brasil desde o século passado. Os levantamentos feitos à época consideraram algumas premissas que precisam ser revistas de acordo com o atual desenvolvimento do sistema elétrico, assim como os requisitos ambientais e de uso dos recursos hídricos, que sofreram alterações. A empresas Eletrobrás e CESP realizaram um inventário chegando aos resultados apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Inventário de UHERs no Brasil

| Local | Alternativas | Capacidade Instalada (MW) |
|---|---|---|
| Serra do Mar | 37 | 150.000 |
| Serra da Mantiqueira | 19 | 32.200 |
| Serra Geral | 12 | 17.500 |
| Região Nordeste | - | 5.000 |
| Minas Gerais | - | 24.000 |
| Rio de Janeiro | - | 260.000 |

Fonte: Adaptado de Zuculin et al. (2014).

A Tabela 3.4 apresenta dados de quatro UHERs construída no Brasil. A Usina Elevatória de **Traição** foi inaugurada em 1940, com o propósito de reverter o curso das águas do Canal Pinheiros, para serem encaminhadas à Usina Elevatória de Pedreira e depois ao Reservatório Billings (CANALES, 2015).

A Usina Elevatória de **Pedreira** foi inaugurada em 1939, com a entrada em operação da unidade nº 4 (primeira turbina reversível do mundo). Esta usina possui uma unidade de bombeamento com uma potência elétrica total de 100MW de energia elétrica dedicadas ao bombeamento das águas do Canal Pinheiros, lançando-as no Reservatório Billings. A partir da década de 1950, em São Paulo, houve um aumento significativo no volume de esgoto doméstico a ser recolhido e tratado, porém as obras de saneamento básico não acompanharam este aumento com a mesma velocidade. Deste modo, a falta de infraestrutura adequada acabou levando a poluição e eutrofização do Rio Pinheiros. Em decorrência desta poluição, as águas do Canal Pinheiros não podem mais ser bombeadas continuamente para o Reservatório Billings, pois haveria a possibilidade de degradação de águas destinadas ao abastecimento urbano. Esse bombeamento é feito somente quando as vazões provocadas pelas chuvas elevam o nível das águas do rio Tietê ou do Canal Pinheiros, podendo provocar enchentes na região (CANALES, 2015).

Em 1899, o advogado canadense Alexander Mackenzie fundou a *The São Paulo Railway, Light & Power Company*, iniciando imediatamente a construção da central hidrelétrica de Parnaíba, posteriormente denominada **Edgard de Souza**, situada na cachoeira do Inferno, no rio Tietê e

inaugurada em 1901. A capacidade instalada inicial era de 2 MW. Em 1954 a antiga casa de força foi substituída por uma estação de recalque com unidades reversíveis. Com a implantação do Projeto Serra, a crista da barragem foi alteada de 711,4 m para 717,6 m, e a usina original foi substituída pela Usina Elevatória **Edgard de Souza**. Esta usina foi desativada por considerações ambientais em 1984, com a transferência da unidade reversível para a Usina Elevatória de Pedreira (CANALES, 2015).

A usina elevatória de **Vigário** foi inaugurada em 1952 e está localizada no reservatório de Santana, no rio Piraí, Rio de Janeiro**.** Esta usina, em conjunto com a usina elevatória de Santa Cecília, viabiliza a transposição de parte das águas do Rio Paraíba do Sul para a Bacia do Rio Guandu, garantindo o abastecimento de água para a Região Metropolitana do Rio de Janeiro (CANALES, 2015).

Tabela 3.4 - UHERs construídas no Brasil

| Nome | Inauguração | Potência das Turbinas (MW) | Potência das Bombas (MW) | Altura da Queda (m) |
|---|---|---|---|---|
| Edgard de Souza | 1955 | 14,8 | 13,3 | 24 |
| Pedreira | 1939 | 78,5 | 42,6 | 25 |
| Traição | 1940 | 7,3 | 9,4 | 4 |
| Vigário | 1952 | 90,8 | 72,0 | 36 |

Fonte: Adaptado de Canales (2015).

A Europa tem a maior capacidade instalada de UHERs e mais de 80% foi encomendada entre 1960 e 1990. A maioria dos sistemas estão localizados nas regiões montanhosas da Áustria, França, Alemanha, Itália, Espanha e Suíça. Embora em muitos países o desenvolvimento estivesse alinhado com aumentos significativos na capacidade nuclear, em alguns como a Áustria, houve uma instalação significativa sem essa relação com a nucleares (BARBOUR et al., 2016).

O Japão tem desenvolvido historicamente as UHERs para complementar a sua geração nuclear, e para fornecer uma alternativa a geração de pico realizada por usinas que usam combustível fóssil. Com recursos de combustíveis fósseis próprios muito modestos, o Japão escolheu a energia nuclear como uma das principais fontes de geração de eletricidade. A preferência pela utilização da geração nuclear como fonte de base significa que há uma boa acoplagem com plantas flexíveis, como gás ou geração hidrelétrica. Por razões de segurança energética, o Japão optou por uma grande capacidade de UHERs para complementar sua energia nuclear e fornecer

energia durante o horário de pico. Além disso, também como não tem interligações elétricas com outros países, isso aumenta o valor das usinas geradoras flexíveis e dá uma razão pela qual a porcentagem de capacidade de UHER ser significativamente maior do que em muitos outros países. O interior montanhoso do Japão é bem adequado para UHERs, embora muitos dos melhores locais já tenham sido explorados (BARBOUR et al., 2016).

Em comparação com Europa, EUA e Japão, o desenvolvimento de UHERs na China ocorreu a partir da década de 90 (ver Figura 3.6). Embora a primeira planta tenha sido construída em 1968 e a segunda em 1975, o desenvolvimento depois disso permaneceu latente. Desde então, tem progredido rapidamente por uma série de razões. O consumo de eletricidade vem crescendo com o rápido desenvolvimento econômico da China e as UHERs são vistas como particularmente úteis para complementar a oferta de energia durante os horários de pico e aumentar a confiabilidade da rede. As metas governamentais e regionais de redução de carbono aumentaram a capacidade instalada de energia renovável e as usinas reversíveis são vistas como uma forma de auxiliar a integração. O rápido desenvolvimento da energia eólica no Norte e no Oeste da China, com infraestruturas de transmissão insuficientes pode também ser considerado como um fator importante para o desenvolvimento da UHERs. A alta participação da China na geração de energia a carvão é outro fator, pois a maioria das plantas são de grande escala, com menor eficiência e menor economicidade para operar em carga parcial. Assim, o aumento da capacidade de UHERs está ocorrendo ao lado de expansões significativas da geração hidráulica convencional com o objetivo de adicionar maior flexibilidade e reduzir custos (MING; KUN; DAOXIN, 2013).

Como na Europa, a maioria das UHERs nos EUA foram construídas no período 1960 a 1990, como visto na Figura 3.6. Este momento foi alinhado com aumentos significativos na capacidade nuclear e também a crise energética da década de 1970. O custo ($/kWh) de eletricidade mais baixos das UHERs do que das plantas que atendem na ponta com óleo ou gás e custos de capital similares ($/kW), tornava as usinas reversíveis muito mais atraentes economicamente. As subsequentes diminuições no preço do petróleo e do gás, bem como as grandes diminuições nos custos de capital das unidades de ponta a ciclo combinado conduziram a um hiato no interesse de armazenamento de energia e desde 1990 houve uma implantação mínima de UHERs nos EUA. Apesar desse declínio nas instalações, estimasse que os EUA têm um potencial de UHERs superior a 1000 GW (YANG; JACKSON, 2011).

Na Índia, a primeira usina de reversível a ser construída foi a de Nagarjunasagar de 770 MW, que foi totalmente comissionada em 1981. Entre 1981 e 1998, adicionaram-se 742 MW adicionais de UHERs e mais 3.450 MW adicionais entre 2003 e 2008. A motivação para usar UHERs na Índia vem principalmente do desejo de atender a demanda elétrica de pico. A capacidade instalada de pico está abaixo da carga máxima na maioria dos estados em torno de 10 a 15%. A maioria das UHERs tem sido incapazes de operar com todo o potencial devido à indisponibilidade de eletricidade fora de pico em decorrência de crises hídricas (SIVAKUMAR et al., 2013).

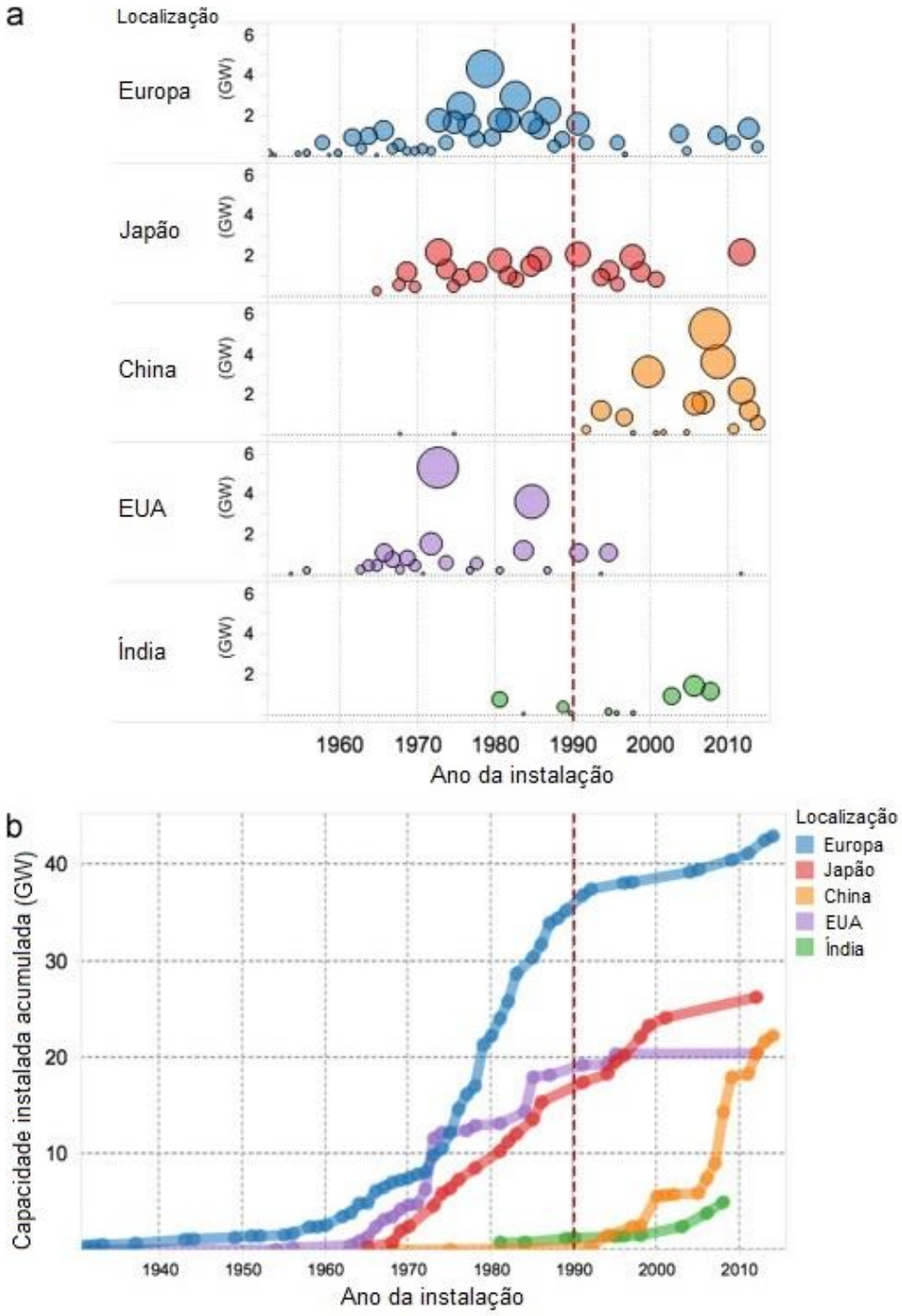


Figura 3.6 - Evolução das usinas reversíveis no mundo
(a) Desenvolvimento de UHERs em diferentes regiões por capacidade instalada (GW), os pontos representam quando uma planta entrou em operação e têm uma área proporcional à capacidade; (b) Soma acumulada da capacidade instalada (GW)
Fonte: Adaptado de Barbour et al. (2016).

## 3.4 Mecanismos de receita para as usinas reversíveis

Há três grandes modelos de receita em que os sistemas de armazenamento de energia (SAE) podem operar em um mercado de eletricidade. Um conjunto de SAEs podem incluir aspectos de todos estes modelos, mas para fins explicativos, é útil uma classificação ampla. Dentre os modelos de negócios para armazenamento de energia, tem-se os descritos a seguir: (i) custos de serviços, (ii) participação direta em mercado competitivo, e "atrás do medidor" (*behind the meter*) (BARBOUR et al., 2016; MASIELLO; ROBERTS; SLOAN, 2014).

No modelo do *custo de serviço,* um projeto é remunerado de forma regulamentada, normalmente é um valor que cobre os custos operacionais e uma taxa de retorno acordada com o regulador sobre os custos de capital. Trata-se de um modelo que seria comum a um prestador monopolista que opera em um mercado liberalizado desverticalizado ou em um mercado não liberalizado com pouca ou nenhuma desverticalização. Embora este modelo seja frequentemente utilizado para infraestruturas de transmissão ou de distribuição em mercados liberalizados desverticalizados, os reguladores têm relutado em adotá-lo para os SAE, pois tais projetos também podem obter receitas na parte competitiva do mercado, o que levaria a uma vantagem injusta. Também não parece interessante se o SAE for usado como um ativo de transmissão ou distribuição, não devendo ser gerenciado e remunerado de forma regulamentada. Portanto, o desafio é encontrar um mecanismo de política que forneça investimentos em armazenamento de energia, mas que consiga reduzir o potencial de abuso de mercado.

Outra possibilidade é a *participação direta em mercado competitivo*. Na parte concorrencial de um mercado liberalizado de eletricidade, um operador de SAE teria de competir com outros participantes do mercado, a menos que um tratamento especial seja concedido pela política. Tipicamente, os esquemas de UHERs derivam uma parte de suas receitas do deslocamento da energia elétrica, carregando em horas fora de pico quando o preço é baixo e descarregando no horário de pico quando o preço é mais elevado. A sua participação reduz ligeiramente a diferença entre os preços na ponta e fora da ponta e ao fazer isso deve aumentar o excedente global, que é o excedente do consumidor mais o do produtor. O excedente do consumidor é a diferença entre o que os consumidores estariam dispostos a pagar e o preço de mercado. Já o excedente do produtor é a diferença entre o preço de mercado e o preço que estariam dispostos

a aceitar. Esta participação no mercado poderia incluir a celebração de contratos de fornecimento de energia a longo prazo, *Power Purchasing Agreements* (PPA) em inglês, com outros *players* de mercado ou contratação de serviços com outros *players*.

Já no modelo de armazenamento de energia conhecido como "*atrás do medidor*", tem-se a unidade localizada ao lado do medidor de eletricidade do gerador, consumidor ou usuário final; são linhas privadas e aplicações fora da rede. Neste caso, o proprietário irá analisar as suas próprias necessidades de energia localizada e parâmetros econômicos para determinar a viabilidade da unidade de armazenamento. Isto poderia depender das tarifas energéticas disponíveis, dos incentivos às renováveis, do valor de uma maior confiabilidade ou do valor percebido por parte dos consumidores com relação ao aumento da utilização de energia renovável. Este tipo de modelo também poderia, teoricamente, participar do mercado competitivo da eletricidade desde que não existissem obstáculos regulatórios à entrada, funcionando como uma forma gerenciamento pelo lado da demanda. Um exemplo de modelo híbrido entre "atrás do medidor" e de "participação de mercado competitivo" seria o caso de uma instalação de armazenamento de energia utilizada não só para oferecer serviços de mercado, mas também funcionando como um mecanismo interno de balanceamento e negociação.

Em última análise, o modelo de participação direta em mercado competitivo baseia-se no fato de SAEs serem capazes de fornecer serviços de mercado competitivo a um nível similar ou melhor do que as alternativas. No entanto, incentivos de mercado podem ser introduzidos através de políticas destinadas a incentivar o investimento em certas tecnologias, como é o caso dos incentivos em renováveis na União Europeia e nos EUA. Vale a pena notar que o desenvolvimento com incentivos atinge escala somente após um período de investimento em P&D. A implantação em escala, em seguida, acelera o processo para que as tecnologias diminuam seus custos, e fornece uma espiral virtuosa de custos decrescentes através da aprendizagem. No caso das UHERs, os custos são fortemente influenciados pela obra civil, sendo específicos para cada projeto (ALBRECHT; LALEMAN; VULSTEKE, 2015; DEL RÍO; MIR-ARTIGUES, 2014; HAAS et al., 2011).

## 3.5 Aspectos comerciais e regulatórios das usinas reversíveis

Um dos grandes desafios a serem superados na inserção das UHERs no setor elétrico brasileiro é a regulação dos aspectos comerciais do agente responsável por este tipo de empreendimento. A viabilidade dessas usinas em outros mercados decorre principalmente dos valores diferenciados da energia, para os diferentes patamares de carga requeridos pelo sistema, o que não se aplica ao caso do Brasil. Zuculin et al. (2014) reconhecem pelo menos três dificuldades para um enquadramento regulatório de UHERs no modelo brasileiro: (i) falta de um mercado de potência ou de serviços ancilares, que poderia ser uma referência; (ii) pequena diferenciação, quando existente, dos preços de curto prazo entre as cargas pesadas, média ou leve e (iii) inexistência de empresas verticalizadas, onde haveria compensação financeira para investimentos em UHERs, diante dos seus benefícios não apenas na componente geração, mas nos demais segmentos transmissão e distribuição, como ocorreu com grande parte dos projetos nos EUA, em período prévio ao mercado competitivo.

Zuculin et al. (2014) apresentam as seguintes alternativas para inserção da UHERs no mercado brasileiro (ZUCULIN; PINTO; BARBOSA, 2014):

1. Venda da geração por Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e aquisição do bombeamento por tarifas de suprimento especiais;

2. Venda da geração por CCEAR e aquisição do bombeamento em excedentes da carga leve, o que exigiria maiores mudanças regulatórias;

3. Venda da geração por CCEAR e inserção da usina no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

## 3.6 Considerações finais

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) englobam uma série de tecnologias, como sistemas de geração, células a combustível, sistemas de armazenamento de energia, entre outras. Este Capítulo se dedicou a apresentar informações a respeito de uma das componentes dos RED, os sistemas de armazenamento, principalmente sobre as usinas hidrelétricas reversíveis.

Os sistemas de armazenamento de energia adicionam flexibilidade aos sistemas elétricos. As tecnologias de armazenamento também contribuem com uma série de vantagens como: aumento de confiabilidade da rede, suporte à geração variável, equilíbrio entre oferta e demanda, redução de custos com infraestrutura de transmissão, melhora da qualidade da energia, e regulação de frequência e tensão. Tendo em vista tais atributos, deve-se considerar que os sistemas de armazenamento precisam ser remunerados pelos diversos serviços que podem oferecer ao sistema elétrico. Os diversos atributos intrínsecos dos sistemas de armazenamento de energia permitem que tais tecnologias contribuam para garantir que o suprimento de eletricidade seja entregue como um bem público. Nota-se que os serviços prestados pelos sistemas de armazenamento de energia são mais facilmente coordenados em mercados sob integração vertical. Como descrito no Capítulo 2, o modelo monopolista apresenta um único agente coordenando toda a cadeia produtiva, o que facilita perceber os benefícios dos sistemas de armazenamento (contribuem de forma global para o suprimento de energia). Neste sentido, na evolução dos modelos de mercado de monopolista para competitivo, houve uma redução dos incentivos para implementação de projetos de armazenamento de energia.

Cabe ressaltar que a usinas hidrelétricas no Brasil sempre realizaram o serviço de armazenamento de energia através de seus reservatórios. Nos tempos em que o sistema era basicamente hidrotérmico, as usinas hidrelétricas conseguiam armazenar energia e oferecer a flexibilidade requerida pelo sistema elétrico a custos baixos, quando comparados com outras tecnologias. Com o passar dos anos, cada vez mais o Setor Elétrico Brasileiro incorporou mais fontes variáveis e deixou de construir hidrelétricas com reservatório com capacidade significativa de regularização de vazões. Assim, cada vez mais é importante planejar o sistema elétrico (i) incorporando tecnologias que tornem o sistema mais flexível e (ii) remunerando tal atributo de maneira adequada.

O Brasil já teve alguns projetos de usinas reversíveis implementados, mas não apresenta nenhum projeto funcionando atualmente. Dentro os problemas para a inserção de UHERs no Brasil, pode-se citar tanto a falta de estruturas de remuneração adequadas, como eventuais problemas ambientais associados à qualidade da água, como o descrito na Usina Elevatória de Pedreira. O uso de usinas hidrelétricas convencionais e reversíveis podem contribuir com a flexibilidade operativa do sistema com custos muito mais baixos do que outras opções disponíveis. Cada tipo de tecnologia de armazenamento apresenta suas características e vantagens. Os sistemas de potência do futuro devem fazer uso de diferentes opções tecnológicas de armazenamento, sendo que a experiência brasileira com a indústria hidráulica deve ser levada em consideração para caminhar em direção a um parque de geração com maior participação de usinas hidrelétricas reversíveis, caso se verifique que as tecnologias de armazenamento sejam indispensáveis a operação do SIN. Há a possibilidade de que a operação das hidrelétricas existentes com reservatórios em níveis satisfatórios seja suficiente para garantir a flexibilidade necessária aos Sistema Elétrico Brasileiro.

Com relação à experiencia de alguns países citados neste Capítulo, nota-se que algumas características contribuíram para o desenvolvimento de UHERs pelo mundo. A presença de capacidade instalada ociosa, como a disponível em países com grande presença de geração nuclear, contribuiu para a inserção de UHERs em países como Japão e EUA. A crise do petróleo na década de 70 também incentivou a busca por alternativas as fontes fósseis para atender à demanda de pico. Outro incentivo para a implantação de UHERs está ligado à preocupação ambiental em reduzir emissões de GEE. Observa-se que depois das reduções de custos de combustíveis fósseis e a melhoria da eficiência de usinas térmicas de ciclo combinado, países, como os EUA, deixaram de fomentar a implantação de UHERs. Eventuais mecanismos de precificação de carbono poderiam dar mais competividade as UHERs frente as usinas térmicas.

# 4 MÉTODOS

Este Capítulo tem como objetivo descrever o método utilizado para propor medidas que incentivem a participação de usinas hidrelétricas reversíveis (UHERs) no Brasil. Em um primeiro momento, foi realizada uma análise dos empreendimentos de UHERs. O *levelized cost of electricity* (LCOE) foi utilizado para simular cenários de custos de uma UHER e demais fontes térmicas a gás natural. A energia elétrica foi considerada como um produto homogêneo. Em um segundo momento, há uma indicação de propostas de modelos regulatórios que contemplem a inserção de UHERs de maneira competitiva no mercado brasileiro. Por fim, algumas considerações sobre o Capítulo são apresentas.

## 4.1 Comparação de projetos para atendimento à demanda de pico

Os sistemas elétricos de potência estão no limiar de uma transformação devido a uma forte inserção de fontes renováveis variáveis (ZAKERI; SYRI, 2015). O mesmo ocorre no Brasil, que adicionalmente apresenta redução da capacidade de regularização dos reservatórios. Nesse sentido, deve-se intensificar as medidas que incrementam a flexibilidade da rede. As UHERs podem ser empreendimentos viáveis economicamente para atender à demanda de pico no Brasil. Para analisar tal hipótese, o presente estudo comparou a operação de usinas reversíveis com as tecnologias tradicionais a gás natural visando ao atendimento à demanda de pico no país.

A escolha dos supridores de energia considera a sua integração com os sistemas de potência. Este processo baseia-se na busca de um objetivo global voltado ao melhor desempenho conjunto, à eficiência energética e às inserções ambientais e sociais (DOS REIS, 2003). Embora haja diferentes aspectos para serem analisados, este estudo tem como ênfase os critérios técnicos e econômicos, dando maior enfoque no segundo com o uso do método conhecido como *levelized cost of electricity* (LCOE). Contribuindo, assim, para fornecer informações importantes para melhorar a performance do SEB.

O planejamento realizado pelo governo brasileiro indica as tecnologias com elevada flexibilidade e de baixo custo de investimento para atender à demanda de pico. As usinas a gás são as principais alternativas para acolher essa necessidade no curto prazo (EPE, 2017b). Por este motivo, este estudo elaborou um modelo de LCOE para UHER e para demais tecnologias a gás natural voltadas ao atendimento à demanda de máxima potência. Dentre as tecnologias de geração de eletricidade com gás natural foram analisadas: (i) turbinas a gás industrial (TGI); (ii) turbinas a gás aeroderivativa (TGA); (iii) turbinas de ciclo combinado (TCC); e (iv) motores de combustão interna (MCI).

### 4.1.1 Levelized cost of electricity (LCOE)

O método do LCOE permite comparar usinas de diferentes tecnologias e custos. Trata-se de uma abstração da realidade, não sendo adequado para determinar com eficiência o custo de uma planta (KOST et al., 2013). Para isso, um cálculo de financiamento deve ser elaborado levando em conta todas as receitas e custos com base em um modelo de fluxo de caixa. O *levelized cost of electricity* referente ao armazenamento ($LCOE_{arm}$) é derivado do método do LCOE e descrito em detalhes por diversos autores (JÜLCH, 2016; KOST et al., 2013; SMALLBONE et al., 2017).

Alguns autores discutem que o LCOE não é uma métrica adequada para comprar projetos de fontes variáveis de energia e térmicos, dada heterogeneidade da energia elétrica (HIRTH, 2013; JOSKOW, P., 2011). O LCOE é mais interessante para comparar projetos de sistemas predominantemente térmicos, ou seja, despacháveis. Assim, este estudo parte da premissa de que a energia é um produto homogêneo. Ademais, ressalta-se que os projetos comparados foram UHERs e usinas térmicas. Sendo que as UHERs são usinas flexíveis da mesma forma que as térmicas. Assim, o uso do LCOE é justificável.

Os parâmetros e elementos adotados neste estudo foram, em sua grande maioria, os mesmos empregados nos estudos de expansão da geração realizados pelo governo brasileiro (EPE, 2017a;2017b). Obtiveram-se os dados específicos das usinas por meio de documentos setoriais produzidos pelo planejamento energético brasileiro realizado pela Empresa de Pesquisa

Energética (EPE). Em decorrência dos dados disponíveis, o ano base adotado foi o de 2016. As Equações de 4.1 a 4.4 descrevem o modelo de custo utilizado neste estudo.

A Equação 4.1 foi aplicada para a análise de custo da unidade de energia elétrica proveniente de uma UHER. Basicamente, trata-se de uma medida dos custos ao longo do projeto divididos pela produção de energia. O LCOE calcula o valor presente dos custos de construção (incluindo financiamento) e operação de uma usina elétrica durante uma vida útil presumida.

$$LCOE_{arm} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CT_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{EAP_t}{(1+i)^t}} \tag{4.1}$$

Em que,

$LCOE_{arm}$ é o *levelized cost of electricity* referente ao armazenamento [R$/MWh];

CAPEX é o investimento inicial ou *capital expenditure* [R$];

$CT_t$ são os custos totais do armazenamento no ano t [R$];

i é a taxa de desconto [%];

n é o tempo de vida útil do sistema [anos];

t são os anos do tempo de vida útil do sistema [1, 2, ..., n];

$EAP_t$ é a quantidade de energia anual produzida pelo sistema de armazenamento no ano t [MWh].

Já a Equação 4.2 foi aplicada em plantas de geração térmica a gás natural, como nos casos de uso de turbinas a combustão de ciclo simples ou combinado. Adicionou-se a componente de custo variável unitário (CVU). Este é um parâmetro muito utilizado nas metodologias do setor elétrico brasileiro, que consiste basicamente no somatório dos custos atrelados ao combustível e aos custos de operação e manutenção variáveis incorridos na geração flexível.

$$LCOE_{ger} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} \left[ \frac{CT_t + CVU}{(1+i)^t} \right]}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{EAP_t}{(1+i)^t}} \tag{4.2}$$

Em que,

$LCOE_{ger}$ é o levelized cost of electricity das usinas de geração [R$/MWh];

CAPEX é o investimento inicial ou *capital expenditure* [R$];

$CT_t$ são os custos totais do armazenamento no ano t [R$];

i é a taxa de desconto [%];

n é o tempo de vida útil do sistema [anos];

t são os anos do tempo de vida útil do sistema [1, 2, ..., n];

$EAP_t$ é a quantidade de energia produzida pela planta de geração despachável no ano t [MWh];

CVU é o custo variável unitário no ano t [R$/MWh].

Os custos totais foram compostos de custos fixos e variáveis para a operação, manutenção, serviço, pagamento de impostos e encargos da planta. Também se considerou o custo variável unitário (CVU) para as plantas de geração de fontes despacháveis, como mostra a Equação 4.3.

$$CT_t = C_{O\&M,t} + C_{encargos/impostos,t} + CVU_t \tag{4.3}$$

Onde,

$C_{O\&M,t}$ são os custos de operação e manutenção no ano t [R$];

$C_{encargos/impostos,t}$ são os custos decorrentes de encargos e impostos no ano t [R$];

CVU é o custo variável unitário no ano t [R$/MWh].

Para a estimativa do CVU de usinas indicativas a gás natural ao longo do horizonte dos estudos de planejamento da expansão, levou-se em conta a expectativa dos preços futuros dos combustíveis. Assim, aplicou-se os valores referentes à *commodity Henry Hub* e à taxa de câmbio da venda do dólar dos Estados Unidos da América, conforme Equação 4.4.

$$CVU_t = \left[\frac{(Parcela_{DC} + HH.1{,}15).PCS.e}{(1 - Pe).Impostos} + C_{O\&M,variável}.e\right].EAP_t \qquad (4.4)$$

Onde,

HH é o preço de referência da *commodity Henry Hub* [$/MMBtu];

$Parcela_{DC}$ é a parcela referente aos demais custos dos contratos de fornecimento de gás natural, como os ligados à liquefação, ao transporte, à regasificação e à distribuição [$/MMBtu];

1,15 é um fator de segurança para as variações da *commodity Henry Hub;*

PCS é o *heat rate* com base no poder calorífico superior (PCS) de acordo com a tecnologia térmica [MMBtu/MWh];

e é a taxa de câmbio de referência [R$/$];

Pe são as perdas na rede básica e consumo interno [adimensional];

Impostos é o fator referente a impostos e encargos (PIS/COFINS + ICMS) [adimensional];

$C_{O\&M,variável}$ são os demais custos, incluindo custos de operação e manutenção variáveis [$/MWh];

$EAP_t$ é a quantidade de energia gerada pela planta de geração despachável no ano t [MWh].

A parcela de financiamento externo e financiamento de capital próprio foram incluídas na análise explicitamente através do custo médio ponderado de capital, em inglês *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), sobre a taxa de desconto (KOST et al., 2013).

Considerando as características discutidas, este estudo fez uso das Equações de 4.5 a 4.7 para cálculo do LCOE. Basicamente, três modelos de custos foram elaborados. A Equação 4.5 considera a operação de uma UHER que não realiza a compra de energia para carregamento dos reservatórios., chamada de "UHER caso 1" Sendo assim, a simulação feita considera que a energia utilizada no bombeamento tem custo nulo.

$$LCOE_{arm} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n}\left[\frac{C_{O\&M,t} + C_{encargos/impostos,t}}{(1+WACC)^t}\right]}{\sum_{t=1}^{t=n}\frac{EAP_t}{(1+WACC)^t}} \tag{4.5}$$

Onde,

WACC é o weighted average cost of capital [%/ano].

Um segundo modelo elaborado para as UHERs considerou a compra de energia para bombeamento, como pode ser visto na Equação 4.6. Este caso incluiu uma parcela de custo da eletricidade comprada no mercado *spot*, conhecido como Mercado de Curto Prazo (MCP), para acionamento das bombas. O preço *spot*, Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), considerado foi a média do ano de 2016, fixada em R$ 118,86 R$/MWh, com variação máxima de 358,16 R$/MWh e mínima de 30,25 R$/MWh. A eficiência global da planta reversível adotada foi de 0,75. A simulação para este cenário com preço médio anual foi chama de "UHER caso 2".

$$LCOE_{arm} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n}\left[\frac{C_{O\&M,t} + C_{encargos/impostos,t} + EAP_t\left(\frac{CE_{car}}{\eta}\right)}{(1+WACC)^t}\right]}{\sum_{t=1}^{t=n}\frac{EAP_t}{(1+WACC)^t}} \tag{4.6}$$

Onde,

WACC é o weighted average cost of capital [%/ano];

$CE_{car}$ é o custo da eletricidade para bombeamento [R$/MWh];

$\eta$ é a eficiência global do sistema de armazenamento [adimensional].

As demais fontes térmicas a gás avaliadas tiveram o LCOE calculado pela Equação 4.7. O principal incremento nesta fórmula é o CVU, que depende dos custos de operação e manutenção variáveis bem como dos custos relativos ao uso de combustível.

$$LCOE_{ger} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n}\left[\frac{C_{O\&M,t} + C_{encargos/impostos,t} + \left[\frac{(Parcela_{DC} + HH.1{,}15).PCS.e}{(1-Pe).Impostos} + C_{O\&M,variável}.e\right].EAP_t}{(1+WACC)^t}\right]}{\sum_{t=1}^{t=n}\frac{EAP_t}{(1+WACC)^t}} \quad (4.7)$$

### 4.1.2 Fator de capacidade

Nos casos em que o texto do Capítulo 4 menciona o fator de capacidade, este valor foi estimado com base no número de horas de operação da usina durante o período de um ano. Assim, uma usina que opera a plena carga durante t horas em um período total T, no caso 8760 horas, teve seu fator de capacidade calculado de acordo com a Equação 4.8.

$$FC = \frac{t}{T}.100\% \quad (4.8)$$

Onde,

FC é o fator de capacidade de uma usina [%];

t é o número de horas de operação de uma usina [h];

T período total de análise (1 ano = 8760 horas) [h].

### 4.1.3 Dados

Cada tecnologia avaliada apresenta distintos valores adotados para as variáveis consideradas no cálculo do LCOE. Como dito, as premissas adotadas neste estudo são as mesmas utilizadas pela

EPE nos estudos de expansão da geração. Um enfoque específico na análise de UHERs permitiu visualizar questões que não estavam claras nos estudos publicados pelo governo brasileiro.

Deste modo, para avaliação dos projetos foi considerada uma taxa de desconto de 8,8% a.a., em termo reais, tendo como referência a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital[2]. As seguintes premissas também foram adotadas: projeto com 30% de capital próprio e 70% de capital de terceiros; custo de capital próprio de 13% a.a. e custo de capital de terceiros de 7% a.a., em termos reais; e regime de tributação no lucro real.

Os custos foram aglutinados em grupos referentes à capacidade instalada, à operação e manutenção, aos encargos e impostos, e ao desempenho da instalação durante sua vida útil. Os dados relacionados são apresentados na Tabela 4.1. As turbinas de combustão a gás natural foram analisadas para contrastar o suporte tradicional de *ramping* e atendimento à demanda de pico de energia com a UHER. Os valores de $LCOE_{arm}$ foram comparados com os $LCOE_{ger}$ das atuais tecnologias de suporte à rede (fontes despacháveis a gás natural). Especificamente, os casos foram desenvolvidos para uma instalação de 100 MW. Os LCOEs foram calculados em simulações de operação diária que variam de 1 a 24 horas. Os cálculos obtidos são apresentados com mais detalhes nos Apêndices de A a XX.

Tabela 4.1 - Parâmetros econômicos por tipo de oferta

| Tecnologia | CAPEX referência sem JDC [R$/kW] | O&M [R$/kW.ano] | Encargos/Impostos [R$/kW.ano] | Vida útil econômica [anos] | JDC [% a.a.] |
|---|---|---|---|---|---|
| UHER | 3259 | 100,00 | 100,00 | 30 | 11,6 |
| TGI | 2281 | 270,00 | 105,00 | 20 | 7,2 |
| TGA | 2607 | 270,00 | 115,00 | 20 | 7,2 |
| TCC | 3259 | 270,00 | 135,00 | 20 | 11,6 |
| MCI | 2436 | 270,00 | 115,00 | 20 | 7,2 |

Fonte: EPE (2017a).

Os valores de CAPEX adotados pela EPE envolvem os custos diretos e indiretos, considerando gastos com obras civis, equipamentos, conexão, meio ambiente e juros durante a construção, tendo como referência o mês de junho de 2016. Os custos de O&M consideram as parcelas

[2] Ou Weighted Average Cost of Capital (WACC) em inglês.

fixas e variáveis. No caso das fontes despacháveis, o custo de O&M variável está presente na componente do Custo Variável Unitário (CVU).

Os valores de encargos e impostos foram obtidos a partir de simulação por meio de tarifa de equilíbrio realizado pela EPE. Trata-se de uma tarifa que produz um valor presente nulo nos fluxos de caixa das receitas e despesas no período analisado. Além dessas premissas, não se considera os valores de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de energia com a finalidade de promover isonomia entre as fontes energéticas despacháveis e não despacháveis.

A Tabela 4.2 apresenta os valores considerados de encargos e impostos. Considerou-se os seguintes elementos: Programas de Integração Social (PIS), destinado a promover a integração social do empregado, e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP), contribuição para o financiamento da Seguridade Social[3]; Imposto de Renda (IR), valor anual descontado sobre os rendimentos[4] dos trabalhadores e das empresas no Brasil; Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), tributo federal brasileiro que incide sobre o lucro líquido do período-base, antes da provisão para o Imposto de Renda com o objetivo de apoiar financeiramente a Seguridade Social. Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (P&D ANEEL), fundos destinados para pesquisa e desenvolvimento, correspondem a uma certa porcentagem da receita operacional líquida (ROL); Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), repasse decorrente do uso dos recursos hídricos para a geração de energia, trata-se de uma compensação financeira pela área alaga de hidrelétricas aos municípios, seus respectivos estados e também órgãos do Governo Federal; e Uso de Bem Público (UBP) que se destina ao desenvolvimento das ações no âmbito do programa de universalização do acesso à energia em áreas rurais e, desde 2002, os pagamentos das quotas passaram a compor as fontes de financiamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

[3] Inclui a Previdência Social, a Assistência Social e a Saúde Pública.
[4] Ganhos como salários, aluguéis, prêmios de loteria, investimentos, dentre outros.

Tabela 4.2 - Valores de impostos e encargos

| Encargos/Impostos | Valores |
|---|---|
| PIS/CONFINS | 9,25 % |
| IR | 25 % |
| CSLL | 9 % |
| P&D ANEEL | 1 % |
| CFURH | 6,75 % |
| UBP | 0,5 – 1,0 % |

Fonte: EPE (2017a).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) considera nos estudos de planejamento da expansão de usinas termelétrica a expectativa de preços futuros dos combustíveis (EPE, 2017a). O cálculo do CVU leva em conta o custo com combustíveis e os custos de operação e manutenção variáveis, também considera impostos e encargos pertinentes. As Tabelas 4.3 a 4.5 apresentam os valores considerados para estimar os gastos ligados ao gás natural.

Tabela 4.3 - Eficiência por tecnologia

| Tecnologia | *Heat rate* com base no PCS [MMBtu/MWh] |
|---|---|
| TGI | 9,977 |
| TGA | 9,027 |
| TCC | 6,770 |
| MCI | 8,425 |

Fonte: EPE (2017a).

Tabela 4.4 - Demais parâmetros de entrada

| Parâmetro | Valor adotado |
|---|---|
| Cambio de referência | 3,26 R$/$ |
| Preço do Henry Hub com base em 2016 | 2,82 $/MMBtu |
| PIS | 1,65 % |
| COFINS | 7,50 % |
| ICMS | 12,0 % |
| $C_{O\&M,variável}$ | 7,00 $/MWh |
| Perdas | 4,50 % |

Fonte: EPE (2017a).

Tabela 4.5 - Variação do custo do gás entregue na planta térmica de acordo com o grau de inflexibilidade

| Inflexibilidade [%] | Valor [$/MMBtu] |
|---|---|
| 0 | 6,50 |
| 50 | 5,15 |
| 80 | 4,52 |
| 100 | 4,30 |

Fonte: EPE (2017a).

Os valores de juros durante a construção (JDC) foram obtidos a partir de cronogramas de desembolso e prazo para o início da geração considerando o tipo de fonte. O cronograma de desembolso adotado para as UHERs e usinas térmicas é apresentado na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Cronograma de desembolso dos custos de investimentos

| Ano | -4 | -3 | -2 | -1 |
|---|---|---|---|---|
| UHER | 37,50% | 12,50% | 25,00% | 25,00% |
| Termelétricas | | | 75,00% | 25,00% |

Fonte: elaborado pelo autor.

## 4.2 Arranjos comerciais

Após a análise comparativa do desempenho de UHERs e termoelétricas a gás natural, buscou-se por arranjos comerciais que permitam uma melhor remuneração da energia armazenada. Diferentes referências bibliográficas e documentos setoriais foram consultados. Esta etapa consistiu basicamente em propor medidas mediante duas perspectivas; uma com adaptações do modelo atual do SEB, e outra com mudanças mais profundas no setor.

# 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este Capítulo apresenta os resultados encontrados para as simulações de plantas voltadas para o atendimento à demanda de pico e sugere caminhos para melhorar a remuneração de usinas hidrelétricas reversíveis (UHERs) no Brasil. Os resultados mostram como as UHERs se comportam quando comparadas com as usinas térmicas típicas que são consideradas no planejamento brasileiro para operarem na ponta da curva de carga do sistema. Algumas discussões, além das referentes aos custos, também são apresentadas para mostrar algumas das possíveis barreiras a sistemas de armazenamento no país, bem como a maneira de contornar tais obstáculos.

## 5.1 Análise comparativa de usinas hidrelétricas reversíveis e termelétricas a gás natural

Este tópico apresenta o desempenho de UHERs em relação às usinas termelétricas a gás natural no atendimento à demanda de pico por meio da metodologia do *levelized cost of electricity* (LCOE). Os resultados mostram operações diárias para diferentes números de horas. O objetivo maior desta análise é mostrar como os custos de empreendimento como UHERs se comportam nos estudos de planejamento elétrico realizados pelo governo brasileiro por intermédio da Empresa de Planejamento Energético (EPE). Tal análise permite entender se as usinas reversíveis fazem sentido econômico no país, principalmente quando comparada com outras opções disponíveis no mercado.

O armazenamento de energia é utilizado principalmente quando há uma capacidade instalada ociosa no sistema, que basicamente consiste nos horários fora do horário de pico. Já a venda de energia armazenada costuma ser realizada no horário de pico, pois é o momento em que o sistema mais precisa de oferta de eletricidade e os preços se mostram mais vantajosos para um processo que envolve algumas perdas.

Os modelos de expansão da oferta e de simulação da operação do sistema elétrico brasileiro considera as usinas termelétricas como as principais alternativas para atendimento à ponta do sistema. Para tal, considera plantas a gás natural com custos variáveis unitários (CVU) compatíveis. Entretanto, outras opções de expansão para atendimento à ponta também são consideradas.

Além de tecnologias voltadas para o atendimento à demanda máxima, a EPE passou a considerar outros cenários também. Buscando por tecnologias para prover a flexibilidade necessária para o atendimento a qualquer hora do dia e em resposta à variação instantânea da carga e demanda no curto prazo. Nessas condições, dentre as opções de geração e soluções tecnológicas candidatas no horizonte decenal, pode-se destacar os dois grupos neste estudo: usinas termelétricas de partida rápida e as usinas hidrelétricas reversíveis.

Para uma determinada faixa de fator de capacidade, uma usina pode ser mais econômica que outras alternativas. Um sistema econômico será aquele que combina da melhor forma as diferentes características das diversas usinas. De forma geral, as usinas com altos custos variáveis, como os de operação e manutenção e combustível, apresentam melhor desempenho quando operam na base da curva de carga. Ou seja, apresentam altos fatores de capacidade. Já os empreendimentos com baixos custos de investimento e elevados custos variáveis, adaptam-se melhor na ponta da curva de carga e apresentam baixos fatores de capacidade. As usinas de custo intermediário costumam ocupar uma posição intermediária na curva de carga.

O perfil requerido para o atendimento da necessidade sistêmica de capacidade no horário de pico envolve centrais geradoras de tecnologias cuja implantação requer baixos custos de investimento, já que se espera que as centrais tenham que operar a baixos fatores de capacidade anuais. Entre as tecnologias com essas características, estão a geração termelétrica com motores ou turbinas a gás; a “repotenciação” ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes; além do gerenciamento pelo lado da demanda.

Todas estas opções representam alternativas com baixos custos de investimento, embora sejam adaptadas apenas à ativação durante poucas horas do ano. Há elevados custos variáveis de produção nas termelétricas de partida rápida, custos de oportunidade elevados de redução ou o deslocamento de consumo no caso da resposta da demanda, ou simplesmente a

indisponibilidade de recursos primários para permitir geração frequente das unidades adicionais em hidrelétricas.

Em função das características específicas, tanto as técnicas como as relacionadas com características de financiamento, cada tipo de usina se adequa melhor a um certo tipo de operação na curva de carga; seja na base, na ponta ou em posição intermediária. A comparação econômica de projetos permite a tomada de decisão a favor de uma opção em relação à outras. O LCOE permite um ordenamento de custos e a determinação de qual posição na curva de carga um empreendimento apresenta melhor desempenho.

Os valores de $LCOE_{ger}$ (geração) e $LCOE_{arm}$ (armazenamento), simulados para diferentes tecnologias típicas para atendimento à demanda de pico com diferentes números de horas de operação diária, são apresentados nas Figuras de 5.1 a 5.3. A Figura 5.1 demonstra o comportamento de empreendimentos como as UHERs e as térmicas a gás. As plantas hidráulicas foram separadas em dois grupos, um que simula a geração de energia apenas com base na potência instalada da planta e que considera a etapa de carregamento de reservatório com custo nulo, chamado de “UHER caso 1”; e outro que considera a eficiência global do sistema e um custo médio de compra de energia da rede no mercado de curto prazo, denominado de “UHER caso 2” ou “UHER PLDméd”. O primeiro grupo representa o critério utilizado pelo planejamento brasileiro, como apresentado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2016). Com relação as plantas térmicas, usinas de ponta, as seguintes tecnologias foram analisadas: turbina a gás aeroderivativa (TGA), motor a combustão interna (MCI), turbina de ciclo combinado (TCC) e turbina a gás industrial (TGI).

As curvas da Figura 5.1 mostram que de maneira geral, quanto mais uma planta opera, o que índica que há um maior número de horas de funcionamento da usina, menor será o custo por unidade de energia gerada. Isso ocorre porque quanto maior a energia gerada ou descarregada por um sistema de armazenamento, menor será o valor do LCOE correspondente. Como o termo energia, gerada ou armazenada, aparece como denominador na metodologia do LCOE, as duas variáveis são inversamente proporcionais.

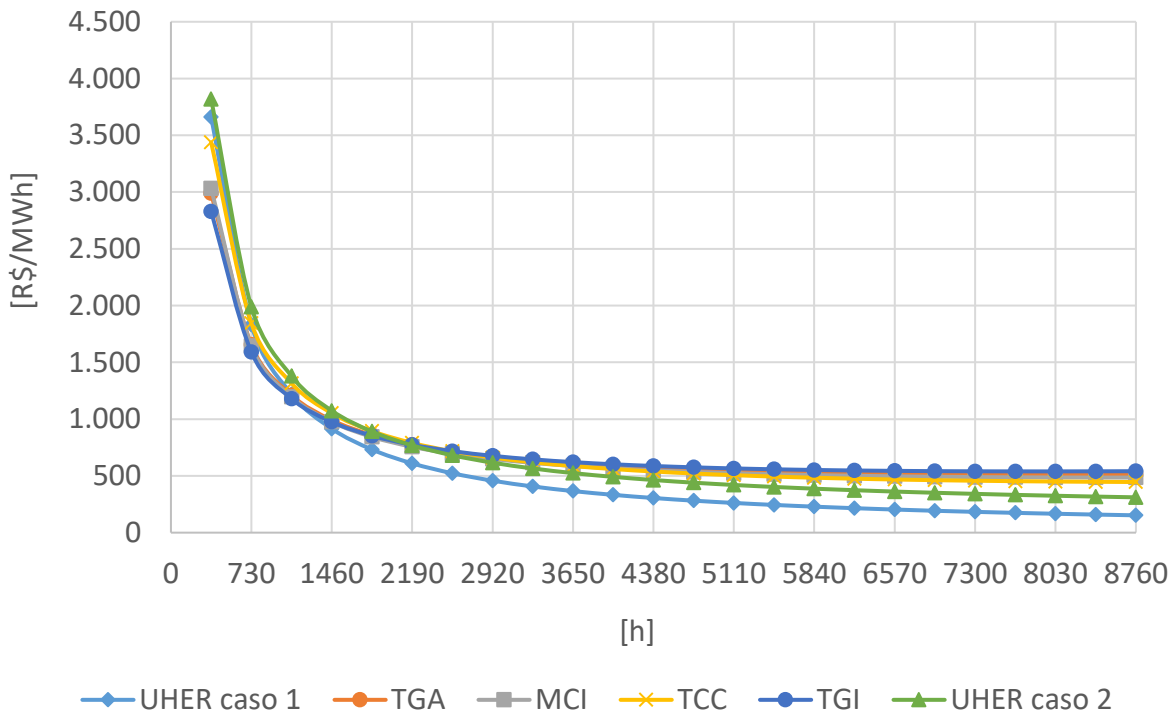


Figura 5.1 - Comportamento do LCOE de diferentes tecnologias, de armazenamento ou atendimento à demanda de pico, em função do número de horas de operação por ano
Fonte: elaborado pelo autor.

Os dados simulados mostram que, dentre as tecnologias analisadas, as UHER são a opção com os menores valores do LCOE para operação acima de 1.300 h/ano, ou seja, cerca de 3,6 h/dia, como pode ser visto no Quadro 5.1. Nessa condição, estes empreendimentos estão funcionando com um fator de capacidade de 15 %. Embora as usinas reversíveis apresentem custos de instalação mais elevados do que as tecnologias convencionais de atendimento à demanda de pico, seus custos de operação e manutenção são bem mais baixos do que os das outras opções comparadas. A Figura 5.2 mostra o momento em que a curva de custo da UHER (caso 1 - azul) intercepta a curva da térmica com tecnologia de MCI (cinza).

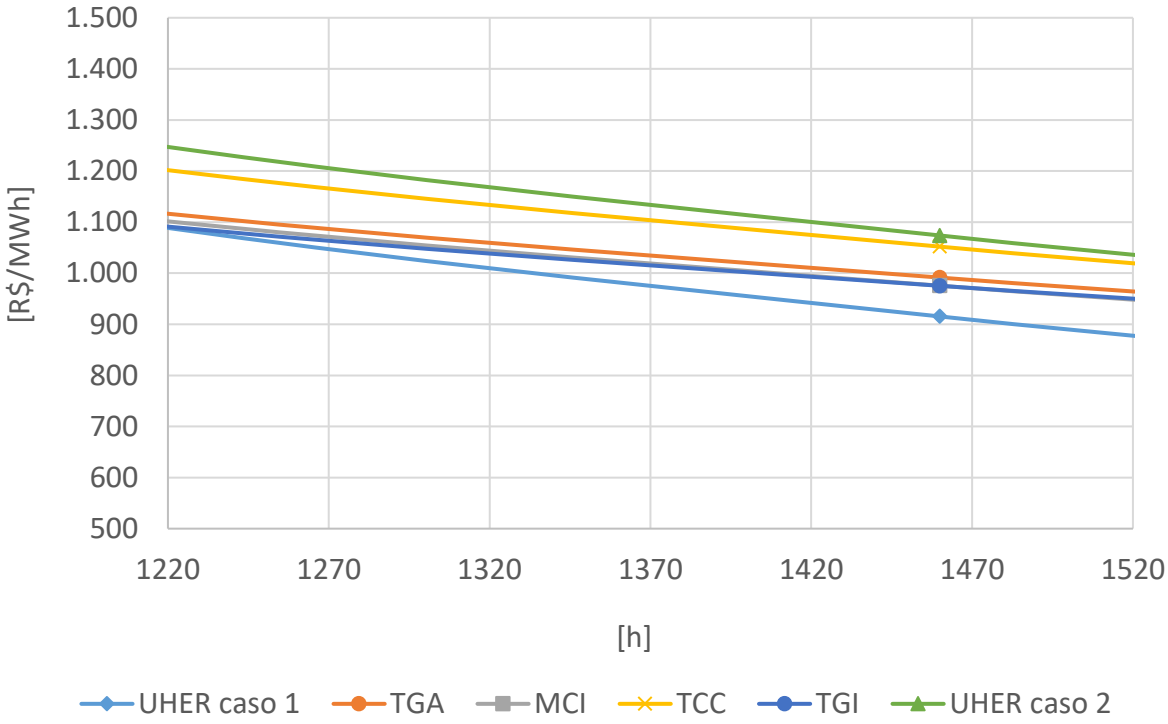


Figura 5.2 - Variação do LCOE de diferentes tecnologias, de armazenamento ou atendimento à demanda de pico, para fatores de capacidade entre 14 a 17%
Fonte: elaborado pelo autor.

| | Tempo de operação [h/ano] | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | [0 - 660) | [660 – 736) | [736 - 1126) | [1126 - 1220) | [1220 - 1300) | [1300 – 1766) | [1766 - 2133) | [2133 - 2165) | [2165 - 2520) | [2520 – 2582) | [2582 - 2678) | [2678 - 4240) | [4240 - 8760) |
| Menor custo | TGI | TGI | MCI | MCI | MCI | UHER caso 1 | UHER caso 1 | UHER caso 1 | UHER caso 1 | UHER caso 1 | UHER caso 1 | UHER caso 1 | UHER caso 1 |
| | MCI | MCI | TGI | TGI | UHER caso 1 | MCI | MCI | MCI | MCI | MCI | UHER caso 2 - PLDméd | UHER caso 2 - PLDméd | UHER caso 2 - PLDméd |
| | TGA | TGA | TGA | UHER caso 1 | TGI | TGI | TGI | TGI | UHER caso 2 - PLDméd | UHER caso 2 - PLDméd | MCI | MCI | TCC |
| | TCC | UHER caso 1 | UHER caso 1 | TGA | TGA | TGA | TGA | UHER caso 2 - PLDméd | TGA | TGA | TGA | TCC | MCI |
| | UHER caso 1 | TCC | TCC | TCC | TCC | TCC | UHER caso 2 - PLDméd | TGA | TGI | TCC | TCC | TGA | TGA |
| Maior custo | UHER caso 2 - PLDméd | UHER caso 2 - PLDméd | UHER caso 2 - PLDméd | UHER caso 2 - PLDméd | UHER caso 2 - PLDméd | UHER caso 2 - PLDméd | TCC | TCC | TCC | TGI | TGI | TGI | TGI |
| | [0 – 7,5) | [7,5 – 8,4) | [8,4 - 13) | [13 - 14) | [14 - 15) | [15 – 20) | [20 - 24) | [24 - 25) | [25 - 28,8) | [28,8 – 29,5) | [29,5 - 31) | [31 - 48) | [48 - 100) |
| | Fator de capacidade [h/ano] | | | | | | | | | | | | |

Quadro 5.1 – Comparação dos LCOEs de diferentes tecnologias em função do número de horas de operação. Os custos são apresentados de forma crescente da linha superior para a inferior
Fonte: elaborado pelo autor.

O cenário que considerou a compra de energia da rede elétrica no mercado *spot* pelas usinas hidrelétricas reversíveis apresenta um comportamento distinto do que considera o custo de carregamento nulo. Como o valor de compra foi realizado com base no Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) médio para o ano de 2016, os resultados apresentam este caso como "UHER caso 2" (PLDméd).

As usinas "UHER caso 2" são as com maiores custos para operações inferiores a 1.776 h/ano (4,8 h/dia), que corresponde a um fator de capacidade menor que 20%. Para valores operações acima deste limite, os custos caem para esta opção. Para fatores de capacidade superiores a 29% (2.582 h/ano ou 7,1 h/dia), esta alternativa se torna a segunda com menor LCOE dentre as alternativas analisadas, como visto na Figura 5.3. Neste momento, apenas a UHER com custo nulo de carregamento apresenta melhor desempenho.

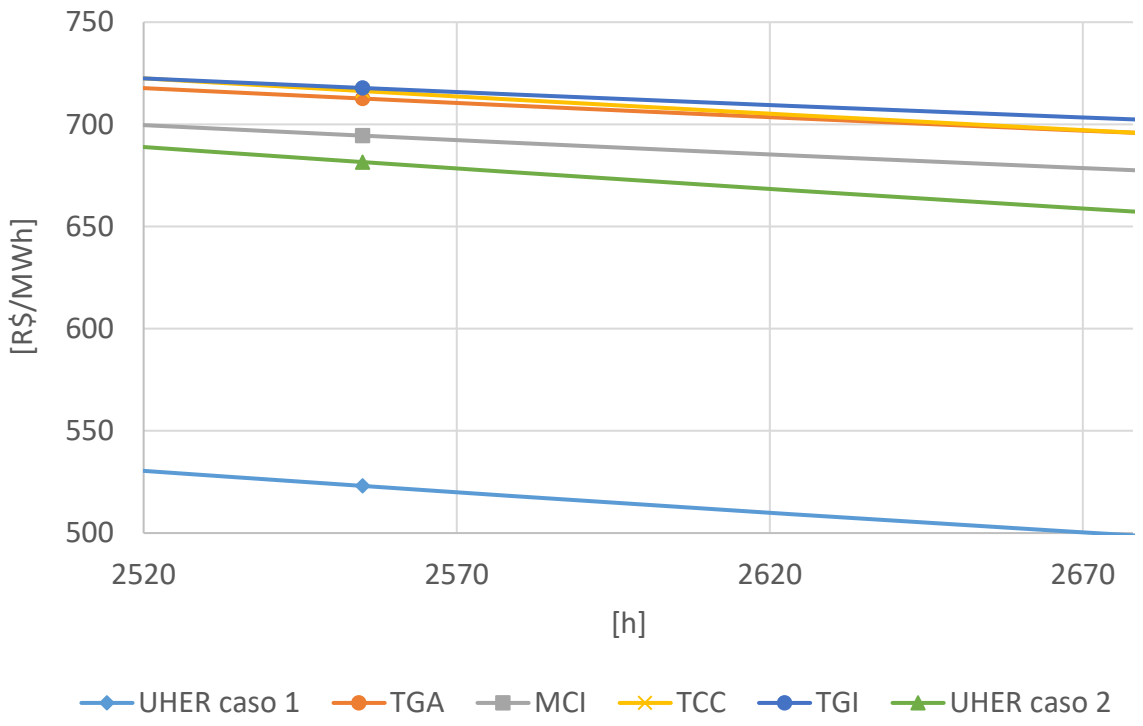


Figura 5.3 - Variação do LCOE de diferentes tecnologias, de armazenamento ou atendimento à demanda de pico, para fatores de capacidade entre 29 a 30%
Fonte: elaborado pelo autor.

As TCC são as alternativas de atendimento à ponta de maiores custos para fatores de capacidade de 20 a 29%, que correspondem a operações de 4,8 a 6,9 h/dia. Somente para operações de maiores durações, quando apresentam maiores fatores de capacidade, que demostram melhor

desempenho. Os altos custos de instalação, maiores dentre as térmicas analisadas, e a alta eficiência de performance explica tal comportamento. As TCC são utilizadas de maneira mais racional quando funcionam por mais tempo.

A viabilização de sistemas mais eficientes e mais caros ocorre em níveis mais elevados de funcionamento. Tal qual ocorre com lâmpadas incandescestes e fluorescentes. O custo do ciclo de vida de uma lâmpada incandescente costuma ser menor do que uma fluorescente para fatores de carga pequenos. Embora as lâmpadas fluorescentes sejam mais eficientes e duradouras, elas são mais atrativas economicamente para maiores fatores de carga.

Observa-se pelo Quadro 5.1, que as tecnologias TGI, MCI e TGA apresentam, de modo geral, aumento dos custos à medida que operam com maiores fatores de capacidade. Isso pode ser explicado pela maior influência dos custos de operação e manutenção (tanto fixos, como variáveis), principalmente os ligados a consumo de combustível, em operações de maior duração.

Dentre as tecnologias consideradas, as TGI apresentam o melhor desempenho para operações abaixo de 736 h/ano (2 h/dia). Este intervalo de funcionamento corresponde a um fator de capacidade de 8%. Entretanto, para operações acima de 6,9 h/dia, que consiste em fatores de capacidade acima de 29%, esta tecnologia se torna a de maior custo.

Quanto aos MCI, eles demonstraram pouca variação de comportamento. Para fatores de capacidade de até 8%, em termos de custos, tais motores são a segunda melhor opção para atendimento à demanda de pico. Entre 8 a 15%, são a tecnologia mais barata de geração. Já para valores acima de 48%, tornam-se a quarta tecnologia mais cara, ficando atrás de “UHER caso 1”, “UHER caso 2” e TCC. As TGAs apresentam variações de custos com tendência de aumento para maiores fatores de capacidade, mas sempre ocupam posições intermediárias entre as tecnologias estudadas. Uma hipótese para tal dinâmica, tanto de MCIs como de TGAs, está relacionada ao fato de os custos fixos serem relativamente baixos e a boa eficiência de conversão, como pode ser visto nas Tabela 4.1 e 4.3. Estes parâmetros tendem a equilibrar os custos tanto em operações mais curtas, como mais longas.

De modo geral, pode-se observar que as “UHER caso 1” são a tecnologia com menor LCOE para operações acima de 3,6 h/dia. Nesta situação, o custo de carregamento de reservatório foi

considerado nulo, o que pode não ser o caso de uma operação real e integrada ao sistema elétrico. Já quando se considera a compra de energia para bombeamento, as “UHER caso 2” apresentam menor LCOE que as demais usinas térmicas analisadas quando operam acima de 7 h/dia.

Considerando que o horário de ponta no Brasil era de 3 horas até a primeira semana operativa de 2019, os resultados deste estudo mostram que as usinas hidrelétricas reversíveis não teriam bom desempenho para atendê-lo. Já que em termos médios, as UHERs que compram energia no mercado de curto prazo apresentam custos competitivos em relação as suas concorrentes em operações acima de 7,1

h/dia.

O patamar pesado se concentrava ao longo de três horas por dia, podendo variar conforme estação do ano ou período da semana. Durando o fim de semana não há patamar pesado, existindo apenas o leve e o médio, como pode ser visto nos Quadros 5.2 e 3.3. Além da pouca diferenciação entre os patamares de carga, observa-se que o mercado de curto prazo apresentava um curto período de ponta.

| Dias de semana | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hora | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Horário de verão | L | L | L | L | L | L | M | M | M | M | M | M | M | M | M | M | M | P | P | P | M | M | M | L |
| Fora do horário de verão | L | L | L | L | L | L | M | M | M | M | M | M | M | M | M | M | M | M | P | P | P | M | M | L |

Quadro 5.2 - Duração dos patamares de carga no Brasil nos dias de semana.
Sendo carga pesada (P), média (M) e leve (L). Destaque em vermelho para carga pesada
Fonte: Adaptado de CPAMP (2018).

| Finais de semana | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hora | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Horário de verão | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | M | M | M | M | M | L | L | L |
| Fora do horário de verão | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | L | M | M | M | M | M | L | L |

Quadro 5.3 - Duração dos patamares de carga no Brasil nos finais de semana. Sendo carga pesada (P) e média (M)
Fonte: Adaptado de CPAMP (2018).

Desde a primeira semana operativa de 2019 (29/12/18 a 4/1/2019), foi aprovado, de acordo com a Memória de Reunião da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAM), novas regras para os patamares de carga. Passou a vigorar intervalos maiores para a carga pesada. Sendo que a carga pesada passou a ter menor duração (7 horas) nos meses de novembro a março. A maior duração do intervalo de carga pesada (11 horas) passou a ser de maio a agosto. Neste sentido, os preços do patamar pesado passaram a apresentar melhor sinalização para a venda de energia por empreendimentos de armazenamento neste momento.

Ademais, cabe ressaltar que há pouca diferenciação entre os preços da energia para os diferentes patamares de carga, que são segmentados em carga leve, média e pesada, como pode ser visto na Tabela 5.1. Uma maior variação entre os valores por patamar poderia garantir um melhor desempenho na estratégia de comprar energia a preços menores na carga leve e vender a preços maiores durante a carga pesada.

O ambiente de comercialização de eletricidade brasileiro não opera com mercados diários, intradiários, em tempo real, de gestão de congestionamento e serviços ancilares. Tais arranjos de mercado costumam favorecer a dinâmica de "turbinamento" e bombeamento de reservatórios. Ademais, o preço *spot*, chamado de Preço da Liquidação das *Diferenças (PLD),* não é determinado por um mecanismo de mercado, dado pela interação de oferta e demanda. O PLD é publicado semanalmente e serve para valorar as diferenças positivas ou negativas entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado de energia para cada patamar de carga.

A pequena diferenciação de preços entre as cargas não favorece a operação de sistemas de armazenamento de energia. Uma vez que tais empreendimentos são interessantes quando compram energia por preços baixos e os vendem em momentos de alta. Sendo assim, este estudo mostra o desempenho de UHERs em um mercado com enorme potencial para ser mais atrativo, caso haja maior variação dos preços por patamar de carga.

Tabela 5.1 - Média dos valores do PLD por patamar para o ano de 2016

| Patamar | PLD médio |
|---|---|
| Média pesado | R$ 164,61 |
| Média médio | R$ 164,59 |
| Média leve | R$ 159,83 |

Fonte: elaborado com base em CCEE (2018).

As pequenas diferenciações de preços nos patamares de carga não contribuem para um bom desempenho das UHERs no país. Com relação à duração do período de ponta do mercado brasileiro, houve um incentivo à competividade da UHERs após as mudanças implementada pela CPAMP. Como visto neste estudo, UHERs que compram energia no mercado *spot* apresentam custos competitivos com as demais opções térmicas quando apresentam operação diária superior a 7 h/dia (período dentro dos novos intervalos de duração da carga pesada).

Outra discussão importante para os sistemas de armazenamento de energia é a questão do preço horário. Trata-se do aumento da granularidade do preço do mercado atacadista de energia, conhecido como Preços de Liquidação das Diferenças horário (PLDh). Esta discussão ocorre desde o ano 2000 pela ANEEL. Sendo que a discussão do PLDh voltou nos últimos anos com a Consulta Pública 33 do MME. Neste momento, a validação do modelo DESSEM foi reiniciada.

A maior parte dos países do mundo iniciaram seus mercados atacadistas com preços horários. Hoje grande parte dos países discute granularidade de 5 minutos. O Brasil nasceu com um mercado atacadista com preços semanais por causa da flexibilidade operativa de suas hidrelétricas. Ainda em 1997, chegou-se ao consenso que se os preços fossem horários, não haveria muita diferença entre eles. Sendo assim, a adoção de preços semanais por patamar era aderente a realidade operativa do sistema.

A forte inserção de renováveis mudou a realidade do SEB. A variabilidade destas fontes traz novos desafios ao sistema elétrico, tornando cada vez mais necessários os preços horários e tecnologias com o atributo de flexibilidade. Neste sentido, a CP 33 tinha como um dos seus objetivos aumentar a sinalização econômica dos impactos associados à variabilidade das fontes renováveis, pois os preços precisam refletir os momentos que não há ventos ou irradiação suficientes para geração. O PLDh melhora a sinalização econômica dos impactos negativos e positivos das fontes com maior variabilidade, bem como das fontes utilizadas para complementar as fontes variáveis.

Em uma realidade operativa com maior variabilidade e menor capacidade de modulação das hidrelétricas, um modelo para coordenar a operação do dia seguinte se torna muito importante.

E dado o modelo de despacho para o dia seguinte, é importe que seja calculado os custos marginais com granularidade horária.

Com relação aos preços semanais por patamar, nota-se que o patamar pesado nem sempre abrange o real período da ponta no Brasil. A granulação horária permite sinalizar com maior precisão o real momento de pico do sistema. O conceito por patamar no Brasil é puramente regulatório, assim, o período de carga pesada sem sempre representa necessariamente o período de ponta.

O preço horário realoca custos para o sistema e reduz os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) para todos os consumidores. Os agentes que contribuem para a flexibilidade do sistema tentem a ser mais bem remunerados. Neste sentido, o PLDh tente a ser mais interessante para remunerar os sistemas de armazenamento.

## 5.2 Proposição de modelos de negócios para usinas reversíveis

Dentre as possíveis combinações de UHERs, basicamente há dois arranjos e configurações possíveis. A usina pode ser integrada (i) à fonte de energia intermitente ou (ii) ao sistema elétrico. No primeiro caso, é utilizado energia proveniente de uma usina associada à reversível para a operação de bombeamento, similar a uma usina híbrida. Já no segundo caso, esta operação é realizada com energia das diversas fontes da rede. Dentro destas opções, é importante apresentar uma proposta que organize os conceitos e facilite o debate, ao diferenciar os tipos de combinação, já que as barreiras e implicações variam.

As usinas associadas são duas ou mais usinas de fontes energéticas distintas, com características de produção complementar e que, além de estarem próximas (podendo, inclusive, utilizar o mesmo terreno), compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou de Distribuição, como pode ser visto na Figura 5.4. Ou seja, duas usinas associadas contratariam menos capacidade de uso da rede do que a soma das potências nominais dessas duas usinas.

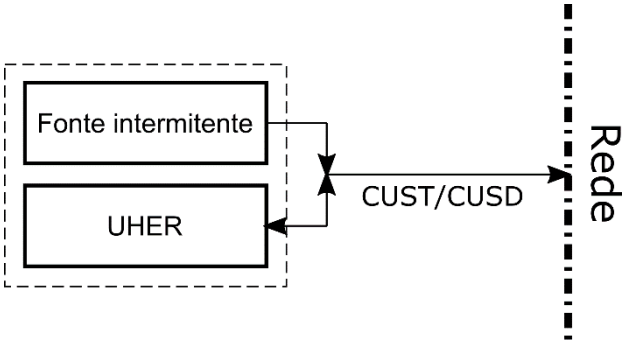


Figura 5.4 - Usina reversível associada à fonte intermitente
Fonte: elaborado pelo autor.

Esta combinação traz maior complexidade às discussões pela necessidade de abordar os cortes de produção, pois em alguns momentos a energia produzida não poderá ser escoada devido à limitação da rede, e terá que ser "desperdiçada", além de demandar ajustes regulatórios e contratuais. Estes cortes são chamados pela literatura de *curtailment*.

Para o operador do sistema elétrico, estas usinas são vistas como uma única injeção de potência. Entretanto, não se pode identificar este tipo de usina associada como usinas propriamente híbridas pelo fato dos equipamentos de geração serem independentes. As usinas produzem energia de forma independente, podendo inclusive manter medidores individuais. E em determinados momentos, a energia da fonte intermitente é utilizada para carregamento do reservatório.

A UHER também pode se conectar diretamente à rede elétrica (Figura 5.5). Embora não haja uma fonte associada de forma explicita, ainda é possível encontrar dois sistemas: um sistema de armazenamento de energia (acionado pelas bombas) acoplado com uma fonte de geração hidrelétrica.

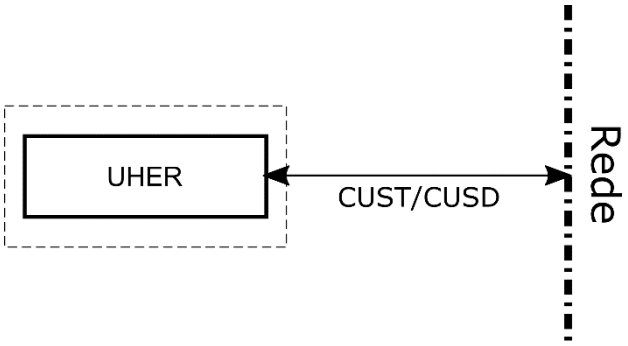


Figura 5.5 - Usina hidrelétrica reversível conectada diretamente à rede
Fonte: elaborado pelo autor.

Nas usinas reversíveis associadas à fonte intermitente, os equipamentos do sistema de conexão da usina à rede podem ser dimensionados para a potência na qual limita-se a produção da usina, ao invés de serem dimensionados para a soma da potência nominal das duas fontes individuais. Todavia, não devem ser ignorados ou subestimados os valores de corte da geração quando da ocorrência de elevada oferta simultânea das duas fontes, superando a capacidade para a qual o sistema de interesse restrito foi dimensionado.

Destaca-se que a regulação vigente não apresenta barreiras à adoção desse tipo de dimensionamento do sistema de interesse restrito uma vez que é de inteira responsabilidade do empreendedor de geração viabilizar sua conexão. Por outro lado, a contratação do uso da rede não pode ser subdimensionada.

Sendo permitida a contratação de um montante de uso da rede (transmissão ou distribuição) menor que a soma das potências instaladas das duas fontes, haveria um menor custo associado aos contratos de uso da rede para os geradores. Destaca-se, porém, que as regras vigentes não estão bem adaptadas ao tema e que esse potencial benefício deve ser avaliado conjuntamente com as potenciais perdas por *curtailment*, em razão da limitação da injeção na rede dada pelo montante de uso da rede contratado.

Em usinas associadas, como há subdimensionamento de equipamentos e de montantes de uso da rede, nos momentos de elevada produção simultânea de energia, haverá a necessidade de corte de geração. Esse corte cresce quanto maior for a diferença entre a soma da capacidade máxima das duas (ou mais) usinas associadas e a potência máxima contratada para injeção na rede de transmissão ou distribuição. O ponto ótimo de cada projeto precisa ser avaliado individualmente. Por uma questão de facilidade e segurança jurídica, é melhor que as usinas associadas pertençam ao mesmo empreendedor ou grupo econômico, ou que exista contrato que discipline sobre quem recairão as perdas por esses cortes.

A Resolução Normativa n° 666/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece que o Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado por uma central de geração deverá ter valor mínimo igual à sua potência instalada subtraída da mínima carga própria. Analogamente, para usinas conectadas na rede de distribuição, a Resolução Normativa n° 506/2012 da ANEEL estabelece que o Montante do Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) contratado por central geradora deve ter valor igual, no mínimo, à

potência instalada subtraída a mínima carga própria. Entretanto, as usinas associadas, por definição, compartilhariam um único Contrato de Uso do Sistema (CUST ou CUSD). Este contrato seria realizado para o escoamento de uma potência inferior à soma das potências nominais de cada usina, o que atualmente não é permitido.

Para permitir que usinas complementares escoem sua geração de forma máxima, em momentos distintos, deve-se primeiro alterar as Resoluções Normativas ANEEL n° 666/2015 e n° 506/2012, de forma a permitir que a potência máxima contratada possa ser inferior à soma das potências das usinas instaladas no ponto de conexão. Nesse contexto, tais entendimentos poderiam ser estendidos até mesmo para usinas individuais ou combinações de usinas conectadas a um mesmo ponto de medição, a risco do empreendedor. Esse conceito, mais amplo, evita a criação de regras específicas para cada caso, que levaria a maior complexidade regulatória.

É importante que se estabeleçam mecanismos para que o empreendedor seja obrigado a realizar o *curtailment* da potência excedida, evitando que seja injetada na rede uma potência acima da prevista para o sistema. Assim, caberia ao empreendedor instalar equipamentos de limitação de potência de saída de sua usina. O comprometimento com o valor máximo de potência injetada é muito importante para garantir que as instalações de transmissão não sejam expostas a sobrecargas não admissíveis.

Uma alternativa para a contratação de projetos de UHERs associadas à fonte intermitente seria a criação de produtos específicos para tais empreendimentos nos leilões. Neste caso, a precificação traria dificuldades, dados os diferentes atributos e custos de cada fonte e as inúmeras possibilidades de combinações tecnológicas, em diferentes proporções.

Pode-se criar produtos específicos nos leilões ou apenas permitir a competição das usinas associadas com outras fontes semelhantes. Espera-se que devido aos ganhos de eficiência já discutidos, estas naturalmente seriam mais competitivas, resultando em contratações nas modalidades tradicionais de novas fontes.

A contabilização e alocação do *curtailment* dependem também da titularidade das usinas. Para que não haja disputa por injeção de potência, entende-se que o compartilhamento do ponto de conexão, com capacidade limitada de escoamento, seja mais adequado quando ambas as usinas

pertencerem ao mesmo empreendedor, sendo este responsável pela gestão física e operacional de qual usina seria cortada. Em caso de usinas de empreendedores distintos, entende-se que o compartilhamento da conexão pode trazer custos regulatórios e comerciais adicionais.

Uma das maiores dificuldades para operação de UHERs, ou qualquer outra forma de armazenamento de energia, são os elevados custos que eles adicionam ao sistema. Este desafio torna-se maior quando opções convencionais de suprimento de energia, como as fontes térmica de partida rápida, são consideradas como alternativas. Como foi demonstrado neste estudo na Seção 5.1. Neste sentido, o desenvolvimento de modelos de negócios é fundamental para as UHERs.

As estruturas de comercialização disponíveis para sistema de armazenamento de energia dependem fundamentalmente dos serviços necessários requeridos e da localização no sistema de potência. No caso de uma UHER, a componente responsável armazenamento (bomba) se encontra acoplada a usina hidrelétrica. Nesta situação, é natural que os ativos, de geração e de armazenamento, pertençam a mesma pessoa jurídica. Trata-se de uma configuração intuitiva de **armazenamento distribuído na geração,** que normalmente está próximo de um produtor de energia não despachável. Especificamente para UHERs, não há a necessidade de se ter uma geração intermitente por perto. Como discutido anteriormente, as usinas reversíveis podem realizar a operação de bombeamento com a eletricidade fornecida pela rede elétrica.

O que torna uma UHER uma configuração típica de armazenamento distribuído na geração é o fato dela obrigatoriamente realizar as operações de carregamento e descarregamento do reservatório em um mesmo local. A fonte de energia para o acionamento das turbinas pode ser de uma fonte não despachável ou a rede elétrica. Outra possibilidade seria um sistema *off-grid*, no qual o ponto de demanda está muito próximo da usina reversível.

Para outros sistemas de armazenamento de energia, há outras possibilidades de configuração. Os sistemas de estocagem podem estar conectados direto no sistema de transmissão ou distribuição, **armazenamento centralizado**, ou próximo do ponto de demanda, **armazenamento distribuído na demanda**. Na primeira possibilidade, tem-se plantas de grande escala. Já na segunda, o porte pode ser variável e há o benefício de suporte à geração distribuída.

Em um setor elétrico “desverticalizado”, as UHERs podem ser utilizadas para serviços competitivos no **mercado atacadista** (dia seguinte e intradiário), **balanceamento** e **mercado de serviços ancilares**, **gestão do congestionamento**, e **mercados de capacidade**. As unidades de geração flexíveis fornecem eletricidade e flexibilidade elétrica por meio de ajustes de potência (aumento ou redução). Esses ajustes podem ser incentivados, por exemplo, por contratos de capacidade para ajustes automáticos com o operador do sistema. As principais possibilidades de participação das UHERs são apresentadas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Mercados para flexibilidade elétrica relacionados às usinas reversíveis

| Mecanismo | Mecanismo de negociação | Capacidade ou energia | Notificação antes do tempo real | Local de conexão |
|---|---|---|---|---|
| Serviços ancilares | Reservas primárias | Capacidade | < 30 s (automático) | T&D |
| | Reservas secundárias | Capacidade | < 15 minutos (automático) | T&D |
| Balanceamento de sistemas | Mecanismo de balanceamento – reservas terciárias | Energia e/ou capacidade | 13 min – 2 h | T&D |
| Restrições de rede - Planejamento de capacidade de rede | Gestão de congestionamento da transmissão | Energia | 13 min – 2 h com mecanismo de balanceamento ou separado | T&D |
| | Gestão de congestionamento da distribuição | Energia ou capacidade | Nenhum mercado dedicado encontrado | D |
| Negociação de energia no mercado spot | Mercado intradiário – Intraday market | Energia | 1 – 24 h | T&D |
| | Mercado do dia seguinte – Day ahead market | Energia | 24 – 48 h | T&D |
| Planejamento de capacidade | Mercado de capacidade | Capacidade | 1 ano à frente | T&D |
| | Pagamentos de capacidade | Capacidade | 1 ano à frente | T&D |

Adaptado de EID et al., (2016).

### 5.2.1 Serviços ancilares

Como visto no referencial teórico, energia e capacidade são os produtos básicos que o consumidor necessita. Entretanto, apenas estes dois produtos não são suficientes para operar o sistema de forma confiável. Os serviços ancilares oferecem os recursos necessários à

restauração do sistema caso o operador não consiga manter o equilíbrio instantâneo e contínuo entre geração e carga. É muito importante a identificação e classificação dos serviços ancilares, bem como atribuir-lhes um preço ou valor. Assim, eles podem ser comercializados ou pagos individualmente, evitando pagamentos múltiplos.

A contratação e administração dos serviços ancilares necessários à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) é realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Na definição dos serviços ancilares foram adotadas premissas que refletem a garantia de operacionalidade do sistema. Assim sendo, foram estabelecidos segundo a regulamentação vigente os seguintes serviços: (i) os controles primário e secundário de frequência (*frequency regulation*) das unidades geradoras; (ii) suporte de reativos; (iii) autorrestabelecimento parcial e integral (*black start*); (iv) Sistema Especial de Proteção (SEP).

O controle primário de frequência é a ação realizada por reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras com o objetivo de limitar a variação da frequência quando ocorre desequilíbrio entre a carga e a geração. Já o controle secundário corresponde a atuação realizada pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), com o objetivo de restabelecer a frequência do sistema em relação ao valor programado e manter os valores de potência ativa dos intercâmbios nos valores programados ou restabelecê-los.

O suporte de reativos é destinado ao controle de tensão da Rede de Operação, por meio do fornecimento ou absorção de energia reativa, para manter a tensão da Rede de Operação dentro dos limites de variação. São considerados serviços ancilares de suporte de reativos aqueles fornecidos pelas seguintes fontes:(a) unidades geradoras que estejam fornecendo potência ativa; e (b) unidades geradoras que operam como compensadores síncronos.

O autorrestabelecimento parcial trata-se da capacidade de uma unidade ou usina geradora de alimentar seus serviços auxiliares a partir da tensão terminal de seus próprios geradores. Pelo menos uma das unidades, após a ocorrência de uma perturbação ou distúrbio no sistema elétrico, deve permanecer girando mecanicamente e excitada. Para esse entendimento, não se considera a condição de parada dos geradores por atuação de proteção própria. Já o *black start* corresponde a capacidade de uma unidade ou usina geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição que permita a operação, independentemente de fonte externa na alimentação de seus serviços auxiliares para colocar em operação suas unidades geradoras.

A partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências[5] múltiplas, o SEP realiza ações automáticas para preservar a integridade do sistema, dos equipamentos ou das linhas de transmissão. O SEP engloba o Esquema de Controle de Emergência (ECE) e o Esquema de Controle de Segurança (ECS). O primeiro diz respeito ao sistema especial de proteção que objetiva, a partir da detecção de uma condição anormal de operação, realizar ação automática com a finalidade de preservar a integridade de equipamentos e linhas de transmissão. Já o segundo, é o sistema especial de proteção que objetiva, a partir da detecção de contingências múltiplas nos sistemas, realizar uma ação automática para evitar a propagação de distúrbios.

No caso do Brasil, é de responsabilidade do ONS celebrar os Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA). Estes instrumentos são firmados com os agentes de geração que prestam serviços de suporte de reativos, cujas unidades geradoras atuam como compensadores síncronos, de controle secundário de frequência, de autorrestabelecimento integral e de SEP.

Alguns serviços não exigem a celebração de CPSA e os seus custos não são recuperados pelos agentes de geração, como exemplo, pode-se citar: controle primário de frequência e reserva de potência primária; suporte de reativos; e autorrestabelecimento parcial. Os demais serviços são remunerados por algum tipo de custo incorrido no seu fornecimento. Em alguns casos, são ressarcidos os custos fixos e variáveis de operação e manutenção, como no oferecimento de controle secundário de frequência e reserva de potência secundária; suporte de reativos por unidade geradora que opera como compensador síncrono; autorrestabelecimento integral; e SEP. Os compensadores síncronos também são remunerados por suas perdas adicionais.

Basicamente, os custos incorridos dos serviços ancilares são remunerados por meio dos contratos de prestação de serviços. No suporte de reativos prestado por unidades geradoras, as unidades, que são solicitadas a operar como compensador síncrono e cujos serviços devem ser prestados de forma obrigatória, são remunerados pela Tarifa de Serviços Ancilares (TSA). Esta tarifa permite recuperar os custos adicionais de operação e manutenção de acordo com os procedimentos e critérios estabelecidos em regulamentação. Nesses casos, deve ser celebrado CPSA entre o ONS e o agente de geração.

---

[5] Perda de equipamentos ou instalações que provoque ou não violação dos limites operativos ou corte de carga.

Os mercados de serviços ancilares são organizados muito próximos do tempo real e exigem um ajuste de carga automatizado. Na França, por exemplo, os mercados de serviços auxiliares são organizados antes das operações em tempo real, em intervalos inferiores a 30 segundos, para reservas de contenção de frequência (reserva primária); abaixo de 15 minutos para reservas de restauração de frequência (reserva secundária); e entre 13 minutos a 2 horas antes do tempo real para reservas de substituição (reserva terciária) no balanceamento do sistema.

Nos Estados Unidos, o *Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection* (PJM) tem um portfólio majoritariamente térmico e possui três mercados de serviços ancilares bem consolidados e desenvolvidos. Pode-se citar como exemplo: reserva de regulação (*regulation*), reserva sincronizada (*synchronized reserve*) e reserva não sincronizada (*nonsynchronized reserve*). Vislumbra-se, também, a contratação de um quarto serviço ancilar, o de acompanhamento da carga (*loading folowing*) para conseguir adequar o aumento da participação de renováveis. Desde 2000, o mercado de regulação do PJM tem permitido ofertas baseadas no mercado.

Os serviços de *black start* são utilizados nos casos em que há interrupção da energia em toda a área do PJM. Trata-se de geradores designados que são capazes de restaurar a eletricidade para a rede sem usar uma fonte elétrica externa. Diferentemente dos serviços de regulação e reserva, o *black start* não é adquirido por meio de um mecanismo de mercado.

A contratação de serviços ancilares no Brasil é feita por contratos bilaterais. A maior parte dos acordos são com hidrelétricas, neste sentido, as remunerações são desenhadas para serviços voltados para estas usinas. Há um grande espaço para maior participação de termelétricas, como ocorre no PJM, e de sistemas de armazenamento como ofertantes destes serviços ao sistema. No caso específico das usinas reversíveis, estes empreendimentos possivelmente melhorariam a performance das hidrelétricas neste mercado.

Como resposta regulatória de curto prazo, a introdução de um novo modelo de mercado de serviços ancilares pode estimular mais este segmento. Sair do atual modelo baseado em remuneração de custos e partir para um mecanismo de transação baseado em preço de mercado pode ser um caminho. Neste caso, o mercado de serviços ancilares poderia ser operado por leilões nos mercados do dia seguinte (*day-ahead market*) e em tempo real (*real-time market*).

### 5.2.2 Gestão do congestionamento

Outra possibilidade de remuneração pelos serviços prestados pelas UHERs está no mercado de gestão do congestionamento das redes. O congestionamento ocorre quando a rede elétrica não pode acomodar todos os fluxos físicos resultantes das transações programadas de energia por falta de capacidade dessa rede de transmissão. Nem sempre é possível despachar toda a energia demandada, por causa do congestionamento das linhas de transmissão. O operador do sistema precisa administrar este congestionamento para preservar a segurança e a estabilidade do sistema.

Há estudos que observaram maior necessidade de reprogramação de geradores para mitigar o congestionamento em redes convencionais. Já na presença de UHERs, poucos geradores são remarcados para mitigar o congestionamento da rede (GOPE et al., 2016). Nota-se que com a presença de UHERs, o custo do congestionamento diminui em relação ao caso sem presença deste sistema de armazenamento.

### 5.2.3 Mercado de capacidade

O principal objetivo de um mercado de capacidade é garantir que os níveis de capacidade necessários à manutenção da confiabilidade do sistema estejam disponíveis. Nos mercados somente energia (*energy-only markets*), em tese, a remuneração esperada no mercado de curto prazo se iguala à soma dos custos de investimento e das despesas operacionais dos geradores. De acordo com este conceito, o preço *spot* no mercado de curto prazo funciona como um indicador para decisões de investimento, na medida em que o mesmo fornece o sinal econômico correto para o ingresso de nova geração. Como em qualquer outro mercado, a escassez de oferta deve levar a um aumento dos preços de equilíbrio e, portanto, a um aumento na remuneração líquida dos ativos de geração. Tal aumento, por sua vez, faz com que a rentabilidade de novos esforços seja elevada, atraindo novos investimentos.

Entretanto, nem sempre os sinais de preço do mercado *spot* são suficientes para atrair investimentos em novos projetos de geração. Por isto, alguns países criaram mecanismos como o mercado de capacidade (*capacity market*), também denominados de mercados de capacidade instalada (*installed capacity markets*). Estes ambientes operam em paralelo com os mercados de energia e fornecem ao gerador um incentivo para investir em capacidade.

Com os objetivos de atingir 50% da geração com energias renováveis até 2030 e 40% de reduções de emissões de carbono com relação ao ano base de 1990, o governo de Nova Iorque lançou a iniciativa de implantar 1,5 GW de projetos de armazenamento de energia até 2025. Para atingir tal meta, estuda-se o conceito de mercados de capacidade para possibilitar a instalação de empreendimentos de armazenamento de energia.

O Reino Unido é um caso de sucesso de implantação de mercados de capacidade com a participação de sistemas de armazenamento de energia. Os resultados do leilão de 2016 mostraram que o armazenamento de baterias é um concorrente forte entre as tecnologias de armazenamento. Além disso, há uma chance de que os projetos de baterias possam ter uma forte exibição nos próximos leilões, devido ao período de construção relativamente rápido e ao número de projetos no mercado. Da mesma forma que as baterias estão se beneficiando nestes leilões, projetos como as UHERs também poderiam ser estimuladas em países como o Brasil.

# 6 CONCLUSÕES

Este estudo buscou comparar o desempenho das tradicionais plantas térmicas em relação ao das usinas hidrelétricas reversíveis no atendimento à demanda de pico no Brasil, visando a propor arranjos de mercado que venham a contribuir para remunerar de forma correta os sistemas de armazenamento de energia. Para isso, fez-se uso do método *levelized cost of electricity* (LCOE) e da busca de informações na literatura sobre formas de remuneração da energia armazenada. A questão central que se procurou responder foi a de como o modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) deveria avançar para permitir a inserção de tecnologias que venham a oferecer o serviço de armazenamento em larga escala, como os das usinas hidrelétricas reversíveis (UHERs), remunerando-as adequadamente para isso.

Com esse intuito, o trabalho foi subdividido em cinco capítulos. Como visto no Capítulo 1, a análise realizada tem a sua importância relacionada ao contexto do planejamento da expansão no sistema elétrico de países que, como o Brasil, contam com a hidreletricidade no seu *mix* de geração de energia elétrica. No caso brasileiro, essa relevância desponta, principalmente, devido ao aumento da participação da geração renovável com recursos primários de elevada variabilidade no curto prazo, além das diversas restrições ao desenvolvimento de usinas hidrelétricas com reservatórios de capacidade suficiente para prover toda a flexibilidade operativa que o sistema necessita,

Já no Capítulo 2 foram apresentados os aspectos fundamentais sobre a evolução dos principais modelos de mercado de energia elétrica, além de alguns exemplos de estruturas de mercados de eletricidade pelo mundo. Adicionalmente, o Capítulo 2 apresentou um detalhamento sobre os custos de produção de energia para as distintas fontes, bem como a forma de escolher as fontes supridoras para atender a uma determinada demanda. Deste Capítulo, pôde-se destacar: (i) a importância dos processos de reestruturação do setor elétrico, que devem ter a eficiência como um objetivo central e a competição como um meio para tal; e (ii) os mecanismos para remunerar e incentivar sistemas de armazenamento de energia, como ocorre no mercado de serviços ancilares, utilizado na região estadunidense que compreende a *Pensilvânia, New Jersey e Mariland* (PJM), e no mercado de capacidade da Inglaterra.

Em seguida, no Capítulo 3 foram revisados os principais aspectos relacionados aos sistemas de armazenamento de energia. É possível perceber que o modelo monopolista oferece maior facilidade em remunerar os sistemas de armazenamento de energia. Os mercados desverticalizados apresentam mais desafios para implementar a estocagem de energia, porque há vários atores envolvidos. Nesse Capítulo, deu-se especial destaque aos sistemas direcionados para a regularização dos reservatórios das usinas hidrelétricas, além de se detalhar as características dos projetos de usinas reversíveis. Dessa análise foi possível depreender que o SEB sempre contou, de forma implícita, com o armazenamento de energia através das usinas hidrelétricas tradicionais. Conforme visto, as fontes hídricas sempre contribuíram aportando potência, energia e flexibilidade ao Setor. Entretanto, elas nunca foram remuneradas adequadamente pelos serviços ancilares prestados – regulação de frequência, controle de tensão, capacidade de auto-restabelecimento, e reservas de contingência –, com a justificativa de que tais serviços poderiam ser realizados a custos relativamente baixos, quando comparados com os prestados por outras fontes, sendo, então, considerados desprezíveis. Ademais, devido ao aumento da demanda por energia elétrica no país não ter sido acompanhado de um crescimento de mesma monta da capacidade instalada de hidrelétricas com reservatórios, a habilidade de balancear a variabilidade da oferta inserida pelas novas fontes renováveis ficou comprometida. Tal função de balanceamento poderia ser desempenhada tanto pelas UHEs convencionais, mas também pelas UHERs. Adicionalmente a literatura revisada destacou que a correta remuneração de serviços ancilares poderia dar maior competitividade para as usinas hidrelétricas tanto convencionais como reversíveis na prestação de tais serviços de armazenamento e regularização que contribuíssem para o balanceamento entre a oferta e a demanda de energia elétrica.

Embora a função de balanceamento entre oferta e demanda de energia elétrica pudesse ser desempenhada pelas UHERs, ainda não estava claro se essas usinas reversíveis poderiam cumprir esse papel com economicidade, ou seja, de forma competitiva às demais alternativas. Assim, no Capítulo 4, procurou-se detalhar os métodos e as premissas assumidas na realização do estudo de viabilidade das usinas reversíveis no país e das condições nas quais essa viabilidade poderia ou não ser alcançada. Para isso partiu-se da aplicação da metodologia do *levelized cost of electricity*, a qual forneceu as bases para a formulação de uma equação específica para avaliar o custo médio da unidade de energia ofertada por uma UHER típica no Brasil. As componentes desta equação foram elaboradas levando em conta a composição do

Custo Marginal de Expansão (CME) calculado pela Empresa de Pesquisa Energética. A energia elétrica foi considerada como um produto homogêneo neste estudo

Ademais, comparou-se a operação de hidrelétricas reversíveis com empreendimentos termelétricos em dois cenários distintos. As termelétricas consideradas foram aquelas movidas a gás natural com as seguintes tecnologias: (i) turbina a gás industrial (TGI); (ii) turbina a gás aeroderivativa (TGA); (iii) turbina de ciclo combinado (TCC); e (iv) motor a combustão interna (MCI). Essas comparações permitiram parear os custos de produção para operações diárias com diferentes números de horas de funcionamento. Assim, foi possível inferir, para cada tipo de tecnologia (hidrelétricas reversíveis e termelétricas), em qual patamar de carga (leve, média, pesada) cada uma delas funcionaria com maior economicidade. Para a análise das hidrelétricas reversíveis foram ainda levados em conta dois cenários: (i) um que assumiu custo nulo para o bombeamento da água, que foi chamado apenas de "UHER caso 1"; e (ii) outro que adotou o Preço de Liquidação das Diferenças médio (PLDméd) como o custo da energia elétrica utilizada para acionar o sistema de reversão, ou seja, as bombas, denominado de "UHER caso 2". Adicionalmente, após a realização dos estudos sobre o comportamento das UHERs no mercado brasileiro, foram investigados alguns exemplos internacionais de estruturas de comercialização da energia armazenada que poderiam contribuir com a evolução da estrutura de remuneração dessa modalidade no Brasil. Tal análise viabilizou a proposição de alguns modelos que pudessem remunerar com mais acuidade os serviços prestados por UHERs ao sistema elétrico no país.

O Capítulo 5, por sua vez, apresentou os resultados obtidos e as discussões sobre as simulações realizadas. Adicionalmente, esse capítulo aprofundou a análise de uma série de estruturas para incentivar o desenvolvimento do mercado de UHERs no Brasil. Os cenários simulados permitiram concluir que as "UHERs caso 1" foram as melhores alternativas, do ponto de vista de custos, para o atendimento à demanda de pico para fatores de capacidade acima de 15%, ou seja, correspondentes a 3,6 horas de operação diária, quando comparadas a todas as opções térmicas consideradas. Já quando foram levados em conta os custos de bombeamento implícitos nas "UHER caso 2", essas se tornaram a melhor opção de geração para fatores de capacidade acima de 29%, ou seja, correspondentes a 7 horas de operação diária.

Como em uma situação real os custos de bombeamento para o reservatório devem ser considerados, o segundo cenário é mais condizente com a realidade de qualquer setor elétrico.

Sendo assim, verificou-se que as “UHERs caso 2” não são tipicamente usinas de ponta, sendo plantas interessantes para atender a carga média ou mesmo para atuar na base do sistema, sendo isso possível já que a função de gerar energia é realizada por uma parte da infraestrutura e a de bombear, por outra. Embora as “UHERs caso 2” até possam atender à demanda de ponta, o estudo realizado indicou que elas não são competitivas perante as usinas térmicas a gás natural para o atendimento exclusivo à ponta.

Além de se verificar a viabilidade econômica das UHERs em relação ao tempo/período de funcionamento, elas também foram comparadas a outras tecnologias – turbina a gás industrial (TGI), turbina a gás aeroderivativa (TGA), turbina de ciclo combinado (TCC), e motor a combustão interna (MCI). Os resultados obtidos (com relação a UHER caso 2) indicaram que para operações diária abaixo de 7 horas (fatores de capacidade abaixo de 29 %), as térmicas a gás natural configuraram-se como uma melhor opção para o atendimento à demanda de pico, principalmente quando é utilizado as TGIs, que performaram com os menores custos nas operações diárias abaixo de 2 horas por dia. Já as TCCs se mostraram interessantes para atender os patamares de carga pesada e leve. Os MCIs apresentaram os menores custos para operações diárias entre 2 a 3,6 horas. Já as TGAs demonstraram um gradual aumento de custos para operações mais prolongadas no decorrer do dia.

Ademais, pode-se concluir que as usinas reversíveis no Brasil sempre tiveram uma participação pouco significativa na matriz de energia elétrica nacional, resumindo-se até o presente fechamento desta tese a quatro empreendimentos com capacidade de 137,3 MW. Esse fato pode ser atribuído à pequena diferença de preços da energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP) nos horários de pico e fora dele, a qual não necessariamente espelha a interação da oferta e demanda por energia nesses dois momentos. Ademais, o modelo de comercialização brasileiro considerava como período de ponta apenas um intervalo de 3 horas durante os dias úteis da semana, subestimando a real duração do período de pico no território nacional. Por consequência, essa forma de contabilização do horário de pico traduzia-se num fator inibidor à participação de UHERs. A vigência dos novos intervalos de duração dos patamares de carga desde o início de 2019 contribui para remunerar melhor as UHERs. A implementação dos preços horários propicia maior diferenciação destes valores, contribuindo para a comercialização de energia armazenada.

Contribui também para a modesta participação das UHERs no SEB a falta de marcos regulatórios que incentivem a comercialização tanto da energia armazenada quanto dos serviços ligados à flexibilidade operativa que podem ser aportados ao sistema elétrico por tais usinas. Problemas ambientais como o descrito na Usina de Pedreira também dificultam a operação de UHERs. Diante da necessidade de propor novos aperfeiçoamentos para o Setor, o uso de sistemas de armazenamento já é apresentado no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) como uma tendência a ser seguida. Dentre as tecnologias de armazenamento, a opção mais madura para o mercado, conforme visto no Capítulo 3, é a de usinas reversíveis. A experiência brasileira com geração hidráulica também se apresenta como uma grande vantagem para uma maior participação dessa opção tecnológica, diante do *know-how* que essa experiência tem propiciado ao país.

Com relação à resposta à questão central desta tese sobre como o SEB deveria evoluir para permitir a inserção de tecnologias que pudessem oferecer o serviço de armazenamento em larga escala, a análise realizada na Seção 5.2 permitiu alguns avanços. Dentre eles destacam-se as claras vantagens de que os ativos de geração e de armazenamento das UHERs devam ficar preferencialmente sob a responsabilidade de um mesmo empreendedor. Com efeito, como esse tipo de usina possui as componentes de "turbinamento" e bombeamento muito próximos, tal usina pode ser considerada um caso de *armazenamento distribuído na geração*. Nele há ganhos de escopo pelo fato de um mesmo empreendedor viabilizar ambas as atividades distintas, de geração e de armazenamento, utilizando-se de parte dos ativos em comum para ambas atividades, a exemplo da barragem e da mão-de-obra utilizada na operação.

Há que se considerar também que estes empreendimentos de geração e armazenamento podem ser carregados com energia da rede ou de alguma fonte intermitente associada. De fato, eles podem receber energia de diversas fontes presentes no sistema elétrico ou de uma fonte variável próxima da UHER. No caso de a energia para a reversão ser advinda de fonte intermitente associada, como uma geradora eólica, por exemplo, e se a contratação dos limites de escoamento de energia para a rede (transmissão ou distribuição) for menor que a soma das potências instaladas necessárias para das duas fontes, esta situação levará a uma economia de custos para o gerador referente aos contratos de uso da rede.

As análises realizadas indicaram que, no caso das UHERs, as despesas de capital podem variar significativamente para cada projeto específico. Mesmo as alternativas que envolvam maiores

despesas de capital podem ser adequadas para a expansão da geração, desde que, para isto, o sistema requeira dessas alternativas outros serviços que não apenas o atendimento à demanda máxima de potência com baixos fatores de capacidade e, naturalmente, remunere-os adequadamente por tais serviços. Ressalta-se que o Setor Elétrico Brasileiro ainda não remunera empreendimentos pelos serviços relacionados à demanda sistêmica de flexibilidade operativa no curto prazo (segundos a minutos), que está entre o *rol* de serviços entregáveis por usinas hidrelétricas reversíveis e por outros sistemas de armazenamento.

Unidades de geração flexíveis, como UHERs e demais sistemas de armazenamento de energia, fornecem eletricidade e flexibilidade elétrica por meio de ajustes de potência (aumento ou redução dessa potência). A análise de alguns exemplos em outros países mostra que as UHERs podem ser utilizadas de forma competitiva: (i) no mercado atacadista (oferta de energia para o dia seguinte ou no intradiário); (ii) nos serviços ancilares (regulação de frequência, controle de tensão, capacidade de autorrestabelecimento, e reservas de contingência); (iii) nos serviços de gestão do congestionamento; e, também, (iv) no mercado de capacidade.

Por fim, é possível delinear sugestões para trabalhos futuros visando aos aprofundamentos de alguns dos temas aqui explorados. Na presente tese foram comparadas plantas operando em diferentes cenários hipotéticos que produziam a mesma quantidade de energia, entretanto novos estudos poderão realizar essa comparação utilizando simulações que contemplem as características do despacho do sistema elétrico brasileiro, ou seja, aplicando a casos reais específicos. Uma outra linha de pesquisa a ser perseguida refere-se à possibilidade de se testar diferentes cenários de operação de acordo com as variações mínimas e máximas do PLD, uma vez que o PLD é uma variável chave na determinação da viabilidade econômica de UHERs, as quais compram e vendem energia no mercado de curto prazo no Brasil, sendo que nesta tese a análise tomou como base apenas o PLD médio anual.

Cabe ressaltar, por fim, que a alta penetração de fontes variáveis no sistema elétrico é mais facilmente administrada quando realizada em longo prazo, em etapas incrementais. No caso brasileiro, além da inserção das fontes variáveis está ocorrendo de forma acelerada, não existe ainda, no modelo de mercado vigente, uma forma de reconhecer e precificar os atributos que as fontes com armazenamento poderão aportar ao sistema. Neste sentido, políticas públicas precisam ser desenvolvidas para lidar com a complexidade da transformação exigida, e dos ganhos de competitividades que poderão delas advir. As proposições apresentadas neste

documento – tais como a ampliação do horário de ponta, a reformulação do mercado de serviços ancilares, e a adoção de mercados de congestionamento da rede e de capacidade – podem servir como diretrizes para os formuladores de políticas endereçarem a transição para uma matriz que contemple uma participação crescente de fontes renováveis variáveis com o suporte do armazenamento de energia.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS


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

AKOREDE, M. F.; HIZAM, H.; POURESMAEIL, E. Distributed energy resources and benefits to the environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 14, n. 2, p. 724-734, 2010.

ALBRECHT, J.; LALEMAN, R.; VULSTEKE, E. Balancing demand-pull and supply-push measures to support renewable electricity in Europe. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 49, p. 267-277, 2015.

ANUTA, O. H. et al. An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 38, p. 489-508, 2014.

ARAÚJO, J. The case of Brazil: Reform by trial and error. **Electricity market reform: an international perspective**, p. 565-594, 2006.

ARAUJO, J. et al. Reform of the reforms in Brazil: problems and solutions. **Competitive electricity markets: design, implementation, performance. Amsterdam**, p. 543-572, 2008.

ARDIZZON, G.; CAVAZZINI, G.; PAVESI, G. A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 31, p. 746-761, 2014.

BAKER, J. New technology and possible advances in energy storage. **Energy Policy,** v. 36, n. 12, p. 4368-4373, 2008.

BANDEIRA, F. D. P. M. Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro. **Brasília: Câmara dos Deputados**, 2003.

BARBOSA, S. M. K. **A competitividade das fontes energéticas em uma abordagem de learning curves: uma proposição de regulação que incentive as tecnologias renováveis**. 2016. Tese (Doutorado). Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo.

BARBOUR, E. et al. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 61, p. 421-432, 2016.

BARROSO, L. A. et al. Classification of electricity market models worldwide. International Symposium CIGRE/IEEE PES, 2005., 2005. 5-7 Oct. 2005. p.9-16.

BLONBOU, R.; MONJOLY, S.; BERNARD, J.-L. Dynamic Energy Storage Management for Dependable Renewable Electricity Generation. In: ZOBAA, A. (Ed.). **Energy Storage - Technologies and Applications**: InTech, 2013.

BP. Energy Outlook 2035. **BP Statistical Review**, 2016.

BRASIL. **Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993**. Brasília 1993.

_____. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**. Brasília 1995.

_____. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Brasília 1996.

_____. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998**. Brasília 1998.

_____. **Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004** 2004a.

_____. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004** 2004b.

_____. **Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004** 2004c.

_____. **Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004** 2004d.

_____. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. 2004e.

_____. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Brasilia: DOU 2004f.

BRUNEKREEFT, G. Network unbundling and flawed coordination: Experience from the electricity sector. **Utilities Policy,** v. 34, p. 11-18, 2015.

CANALES, F. A. A. B. C. A. B. M. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental,** v. 19, n. 2, p. 1230-1249, 2015.

CASTRO, N. et al. **As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: o porque das diferenças**. Rio de Janeiro: 2015. 239

CHAMBERLAND, A.; LEVESQUE, S. Hydroelectricity, an option to reduce greenhouse gas emissions from thermal power plants. **Energy Conversion and Management,** v. 37, n. 6, p. 885-890, 1996.

CHEN, C. L.; CHEN, H. C.; LEE, J. Y. Retrofit of a Resilient Hybrid Power System for a Remote Island. **Pres15: Process Integration, Modelling and Optimisation for Energy Saving and Pollution Reduction,** v. 45, p. 163-168, 2015.

CHEN, H. et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in Natural Science,** v. 19, n. 3, p. 291-312, 2009.

CORRÊA DA SILVA, R.; DE MARCHI NETO, I.; SILVA SEIFERT, S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 59, p. 328-341, 2016.

CORRÊA, P. V. **Análise da Experiência Internacional na Contratação de Termoelétricas: Contribuições para o Caso Brasileiro**. 2015. Dissertação (Mestrado). Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

CPAMP. **Representação dos Patamares de Carga na cadeia de modelos computacionais do setor elétrico**. 2018

DE MACEDO, I. C. **Estado da arte e tendências tecnológicas para energia**: Relatório Técnico. Centro de Gestão e Estudos Estratégico Ciência, Tecnologia e Inovação 2003.

DE SANTANA, E. A.; DE OLIVEIRA, C. A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil. **Estudos Econômicos,** v. 29, n. 3, p. 26, 1999.

DEANE, J. P.; Ó GALLACHÓIR, B. P.; MCKEOGH, E. J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 14, n. 4, p. 1293-1302, 2010.

DEL RÍO, P.; MIR-ARTIGUES, P. Combinations of support instruments for renewable electricity in Europe: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 40, p. 287-295, 2014.

DENHOLM, P. et al. The role of energy storage with renewable electricity generation. 2010.

DENHOLM, P.; HAND, M. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. **Energy Policy,** v. 39, n. 3, p. 1817-1830, 2011.

DOS REIS, L. B. **Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade**. Editora Manole, 2003. ISBN 8520415369.

EID, C. et al. Aggregation of demand side flexibility in a smart grid: A review for European market design. European Energy Markets 12th international conference, 2015.

EID, C. et al. Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 64, p. 237-247, 2016.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. MME. Brasília**:** 467 p. 2015.

_____. **Custo marginal de expansão do setor elétrico brasileiro . Metodologia e cáculo - 2017**. 27/2017. MME. Rio de Janeiro**:** 37 p. 2017a.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: MME/EPE. 1**:** 271 p. 2017b.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Brasília: MME/EPE. 1**:** 345 p. 2018.

ESA. Fundamental idea of the energy storage. 2015. Disponível em: < www.electricitystorage.org >.

FAIAS, S.; SOUSA, J.; CASTRO, R. Embedded Energy Storage Systems in the Power Grid for Renewable Energy Sources Integration. **Renewable Energy, TJ Hammons (Ed.)**, p. 978-953, 2009.

FERRAZ, C. C. D. M. **Transição energética e reforma do mercado de eletricidade**. Blog Infopetro. Rio de Janeiro. 2016 2015.

GALLO, A. B. et al. Energy storage in the energy transition context: A technology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 65, p. 800-822, 2016.

GOLDENBERG, J.; PRADO, L. T. S. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. **Tempo Social,** v. 15, p. 219-235, 2003.

GOPE, S. et al. Rescheduling of real power for congestion management with integration of pumped storage hydro unit using firefly algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems,** v. 83, p. 434-442, 2016.

GUGLER, K.; RAMMERSTORFER, M.; SCHMITT, S. Ownership unbundling and investment in electricity markets — A cross country study. **Energy Economics,** v. 40, p. 702-713, 2013.

GUITTET, M. et al. Study of the drivers and asset management of pumped-storage power plants historical and geographical perspective. **Energy,** v. 111, p. 560-579, 2016.

HAAS, R. et al. Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – Lessons from EU countries. **Energy,** v. 36, n. 4, p. 2186-2193, 2011.

HALL, P. J.; BAIN, E. J. Energy-storage technologies and electricity generation. **Energy policy,** v. 36, n. 12, p. 4352-4355, 2008.

HEDEGAARD, K. et al. Wind power integration using individual heat pumps – Analysis of different heat storage options. **Energy,** v. 47, n. 1, p. 284-293, 2012.

HIRTH, L. The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. **Energy Economics,** v. 38, p. 218-236, 2013.

HOGAN, W. W. **On an "Energy only" electricity market design for resource adequacy** 2005.

HUBER, M.; DIMKOVA, D.; HAMACHER, T. Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements. **Energy,** v. 69, p. 236-246, 2014.

HUNT, J. D.; FREITAS, M. A. V.; PEREIRA JUNIOR, A. O. Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil. **Energy,** v. 78, p. 513-523, 2014.

HUNT, S. **Making competition work in electricity**. John Wiley & Sons, 2002. ISBN 0471266027.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and choice in electricity**. New York: J. Wiley, 1996. ISBN 0471957828.

HUSSAIN, A.; ARIF, S. M.; ASLAM, M. Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 71, p. 12-28, 2017.

IBRAHIM, H.; ILINCA, A. Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies. In: ZOBAA, A. (Ed.). **Energy Storage - Technologies and Applications**: InTech, 2013. cap. 1, p.1-40.

IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. Energy storage systems - Characteristics and comparisons. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 12, n. 5, p. 1221-1250, 2008.

IEA. **World Energy Outlook Special Report: Energy Climate and Change**. 2015

**_____**. **Key world energy statistic**. 2018

IPA. **Innovative Electricity Markets to Incorporate Variable Production to IEA–Renewable Energy Technology Deployment**. Edinburgh, p.17. 2008

JAMES, T. **Energy markets: price risk management and trading**. John Wiley & Sons, 2008. ISBN 1118580478.

JOHNSEN, T. A.; OLSEN, O. J. Regulated and unregulated Nordic retail prices. **Energy Policy,** v. 39, n. 6, p. 3337-3345, 2011.

JOSKOW, P. Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. **American Economic Review,** v. 101, p. 238-41, 2011.

JOSKOW, P. L. Transmission policy in the United States. **Utilities Policy,** v. 13, n. 2, p. 95-115, 2005.

JÜLCH, V. Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method. **Applied Energy,** v. 183, n. Supplement C, p. 1594-1606, 2016.

KIRSCHEN, D. S.; STRBAC, G. **Fundamentals of power system economics**. John Wiley & Sons, 2004. ISBN 047002058X.

KOST, C. et al. Levelized cost of electricity renewable energy technologies. **Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE**, 2013.

LÉVÊQUE, F. France's New Electricity Act: A Potential Windfall Profit for Electricity Suppliers and a Potential Incompatibility with the EU Law. **The Electricity Journal,** v. 24, n. 2, p. 55-62, 2011.

LOMBARDI, P.; SCHWABE, F. Sharing economy as a new business model for energy storage systems. **Applied Energy,** v. 188, p. 485-496, 2017.

LOSEKANN, L. et al. Efficient power generating portfolio in Brazil: Conciliating cost, emissions and risk. **Energy Policy,** v. 62, p. 301-314, 2013.

LUND, H. et al. From electricity smart grids to smart energy systems – A market operation based approach and understanding. **Energy,** v. 42, n. 1, p. 96-102, 2012.

LUND, H.; MATHIESEN, B. V. The role of Carbon Capture and Storage in a future sustainable energy system. **Energy,** v. 44, n. 1, p. 469-476, Aug 2012.

LUND, P. D. et al. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 45, p. 785-807, 2015.

MAGALHÃES, G. D. S. C. **Comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre: Uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica**. 2009. 139 Dissertação (Mestrado). Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo.

MANKIW, N. G.; MONTEIRO, M. J. C. **Introdução à economia: princípios de micro e macroeconomia**. 3. Centage Learning, 2001. ISBN 85-221-0408-5.

MASIELLO, R. D.; ROBERTS, B.; SLOAN, T. Business models for deploying and operating energy storage and risk mitigation aspects. **Proceedings of the IEEE,** v. 102, n. 7, p. 1052-1064, 2014.

MAYO, R. **Derivativos de eletricidade e gerenciamento de risco**. Rio de Janeiro: Synergia, 2009. 121

_____. Mercados de eletricidade. **Synergia. Rio de Janeiro**, n. 1, p. 288, 2012.

MELLO, J. C. O. Mercados de primeira geração: descrição e panorama internacinal. In: NERY, E. (Ed.). **Mercados e regulação de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012. cap. 5, p.191-332.

MING, Z.; KUN, Z.; DAOXIN, L. Overall review of pumped-hydro energy storage in China: Status quo, operation mechanism and policy barriers. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 17, p. 35-43, 2013.

MME. **Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília**:** 57 p. 2003.

MORONI, S.; ANTONIUCCI, V.; BISELLO, A. Energy sprawl, land taking and distributed generation: towards a multi-layered density. **Energy Policy,** v. 98, p. 266-273, 2016.

NERY, E. **Mercados e regulação de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012. 722 p.

NEVES, E.; PAZZINI, L. H. A. Fundamentos da Comercialização de Energia Elétrica no Brasil. In: NERY, E. (Ed.). **Mercados e Regulação de Energia Elétrica**. Rio de janeiro: Editora Interciência, 2012. cap. 3, p.722.

NG. Electricity System Operator. 2019. Disponível em: < https://www.nationalgrideso.com/ >.

PACHAURI, R. K. et al. **Climate change 2014: synthesis Report. Contribution of working groups I, II and III to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change**. IPCC, 2014. ISBN 9291691437.

PAPAEFTHYMIOU, G.; DRAGOON, K. Towards 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility. **Energy Policy,** v. 92, p. 69-82, 2016.

PINTO JR., H. Q. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016. ISBN 9788535284607.

PIRES, J. C. L. **Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Européia**. BNDES, Area de Planejamento, Departamento Econômico-DEPEC. Rio de janeiro. 1999

_____. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro**. BNDES, Area de Planejamento, Departamento Econômico-DEPEC, 2000.

PJM. Markets & Operations. 2019. Disponível em: < https://www.pjm.com/ >.

SCHREIBER, G. P. **Usinas hidrelétricas**. Edgard Blucher, 1978.

SCHWEPPE, F. C. et al. Overview. In: (Ed.). **Spot Pricing of Electricity**. Boston, MA: Springer US, 1988. p.3-28. ISBN 978-1-4613-1683-1.

SIVAKUMAR, N. et al. Status of pumped hydro-storage schemes and its future in India. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 19, p. 208-213, 2013.

SMALLBONE, A. et al. Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage technologies. **Energy Conversion and Management,** v. 152, n. Supplement C, p. 221-228, 2017.

SOITO, J. L. D. S.; FREITAS, M. A. V. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 15, n. 6, 2011.

TRANNIN, M. **Bolentin de conjuntura do setor energético**. FGV. Rio de Janeiro, p.33. 2016

VAHL, F. P.; RÜTHER, R.; CASAROTTO FILHO, N. The influence of distributed generation penetration levels on energy markets. **Energy Policy,** v. 62, p. 226-235, 2013.

VEIGA, J. E. **Para entender o desenvolvimento sustentável**. São Paulo: Editora 34, 2015. 232 p. ISBN 978-85-7326-612-2.

VIANA, A. G. **Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil**. 2017. (Doutorado). Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.

WADE, N. S. et al. Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid. **Energy Policy,** v. 38, n. 11, p. 7180-7188, 2010.

YANG, C.-J.; JACKSON, R. B. Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 15, n. 1, p. 839-844, 2011.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 42, p. 569-596, 2015.

ZHANG, W.-Q. et al. Evolution of a transmission network with high proportion of renewable energy in the future. **Renewable Energy,** v. 102, Part B, p. 372-379, 2017.

ZUCULIN, S.; PINTO, M. A. R. R. C.; BARBOSA, P. S. F. **A retomada do conceito de usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro**. Seminário Eletronorte. Brasília 2014.

# APÊNDICES

APÊNDICE A - Custos das UHERs

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -4 | -3 | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| Equity | 49 | 16 | 33 | 33 | | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Debt | 179 | 54 | 96 | 86 | | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CO&M | | | | | | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Cenc/imp | | | | | | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |

APÊNDICE B - Valor presente dos custos das UHERs

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -4 | -3 | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| Equity | 77 | 23 | 41 | 37 | | 23 | 21 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Debt | 179 | 54 | 96 | 86 | | 36 | 33 | 30 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CO&M | | | | | | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Cenc/imp | | | | | | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

APÊNDICE C - Somatório dos valores presentes dos custos das UHERs

| $10^6$ (R$) | Soma dos VPs ($10^6$ R$) |
|---|---|
| Valor presente (VP) equity | 411,79 |
| VP debt | 776,76 |
| VP CO&M | 104,59 |
| VP Cenc/imp | 104,59 |
| Total | 1.397,71 |

APÊNDICE D - Geração de energia das UHERs em função do número de horas de operação diária

| $10^6$(kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| EAP_h1 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| EAP_h2 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 |
| EAP_h3 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| EAP_h4 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 |
| EAP_h5 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 |
| EAP_h6 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 |
| EAP_h7 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 |
| EAP_h8 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 |
| EAP_h9 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 |
| EAP_h10 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 |
| EAP_h11 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 |
| EAP_h12 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 |
| EAP_h13 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 |
| EAP_h14 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 |
| EAP_h15 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 |
| EAP_h16 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 |
| EAP_h17 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 |
| EAP_h18 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 |
| EAP_h19 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 |
| EAP_h20 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 |
| EAP_h21 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 |
| EAP_h22 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 |
| EAP_h23 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 |
| EAP_h24 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 |

APÊNDICE E - Valor presente da geração de energia das UHERs em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| EAP_h1 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 |
| EAP_h2 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 | 12 | 11 | 10 | 10 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 |
| EAP_h3 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 |
| EAP_h4 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 |
| EAP_h5 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 79 | 72 | 66 | 61 | 56 | 52 | 47 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 15 |
| EAP_h6 | 201 | 185 | 170 | 156 | 144 | 132 | 121 | 112 | 103 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 | 37 | 34 | 31 | 29 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 |
| EAP_h7 | 235 | 216 | 198 | 182 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 | 24 | 22 | 20 |
| EAP_h8 | 268 | 247 | 227 | 208 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 115 | 106 | 98 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 | 39 | 35 | 33 | 30 | 28 | 25 | 23 |
| EAP_h9 | 302 | 278 | 255 | 234 | 215 | 198 | 182 | 167 | 154 | 141 | 130 | 119 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 |
| EAP_h10 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 74 | 68 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 |
| EAP_h11 | 369 | 339 | 312 | 287 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 |
| EAP_h12 | 403 | 370 | 340 | 313 | 287 | 264 | 243 | 223 | 205 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 124 | 114 | 104 | 96 | 88 | 81 | 75 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 |
| EAP_h13 | 436 | 401 | 368 | 339 | 311 | 286 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 172 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 |
| EAP_h14 | 470 | 432 | 397 | 365 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 73 | 68 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 |
| EAP_h15 | 503 | 463 | 425 | 391 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 236 | 217 | 199 | 183 | 168 | 155 | 142 | 131 | 120 | 110 | 101 | 93 | 86 | 79 | 72 | 66 | 61 | 56 | 52 | 47 | 44 |
| EAP_h16 | 537 | 493 | 453 | 417 | 383 | 352 | 324 | 297 | 273 | 251 | 231 | 212 | 195 | 179 | 165 | 151 | 139 | 128 | 118 | 108 | 99 | 91 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 51 | 47 |
| EAP_h17 | 570 | 524 | 482 | 443 | 407 | 374 | 344 | 316 | 290 | 267 | 245 | 226 | 207 | 191 | 175 | 161 | 148 | 136 | 125 | 115 | 106 | 97 | 89 | 82 | 75 | 69 | 64 | 58 | 54 | 49 |
| EAP_h18 | 604 | 555 | 510 | 469 | 431 | 396 | 364 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 219 | 202 | 185 | 170 | 157 | 144 | 132 | 122 | 112 | 103 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 |
| EAP_h19 | 637 | 586 | 538 | 495 | 455 | 418 | 384 | 353 | 325 | 298 | 274 | 252 | 232 | 213 | 196 | 180 | 165 | 152 | 140 | 128 | 118 | 108 | 100 | 92 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 |
| EAP_h20 | 671 | 617 | 567 | 521 | 479 | 440 | 405 | 372 | 342 | 314 | 289 | 265 | 244 | 224 | 206 | 189 | 174 | 160 | 147 | 135 | 124 | 114 | 105 | 96 | 89 | 81 | 75 | 69 | 63 | 58 |
| EAP_h21 | 705 | 648 | 595 | 547 | 503 | 462 | 425 | 390 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 235 | 216 | 199 | 183 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 86 | 79 | 72 | 66 | 61 |
| EAP_h22 | 738 | 678 | 623 | 573 | 527 | 484 | 445 | 409 | 376 | 345 | 318 | 292 | 268 | 247 | 227 | 208 | 191 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 115 | 106 | 97 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 |
| EAP_h23 | 772 | 709 | 652 | 599 | 551 | 506 | 465 | 428 | 393 | 361 | 332 | 305 | 280 | 258 | 237 | 218 | 200 | 184 | 169 | 155 | 143 | 131 | 121 | 111 | 102 | 94 | 86 | 79 | 73 | 67 |
| EAP_h24 | 805 | 740 | 680 | 625 | 575 | 528 | 485 | 446 | 410 | 377 | 346 | 318 | 293 | 269 | 247 | 227 | 209 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 116 | 106 | 98 | 90 | 83 | 76 | 70 |

APÊNDICE F - Somatório dos valores presentes da energia das UHERs

| $10^6$ (kWh) | Soma dos VPs de energia |
|---|---|
| EAP_h1 | 382 |
| EAP_h2 | 763 |
| EAP_h3 | 1.145 |
| EAP_h4 | 1.527 |
| EAP_h5 | 1.909 |
| EAP_h6 | 2.290 |
| EAP_h7 | 2.672 |
| EAP_h8 | 3.054 |
| EAP_h9 | 3.436 |
| EAP_h10 | 3.817 |
| EAP_h11 | 4.199 |
| EAP_h12 | 4.581 |
| EAP_h13 | 4.963 |
| EAP_h14 | 5.344 |
| EAP_h15 | 5.726 |
| EAP_h16 | 6.108 |
| EAP_h17 | 6.490 |
| EAP_h18 | 6.871 |
| EAP_h19 | 7.253 |
| EAP_h20 | 7.635 |
| EAP_h21 | 8.017 |
| EAP_h22 | 8.398 |
| EAP_h23 | 8.780 |
| EAP_h24 | 9.162 |

APÊNDICE G - Custos das UHERs PLDméd

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -4 | -3 | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| Equity | 49 | 16 | 33 | 33 | | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Debt | 115 | 38 | 77 | 77 | | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CO&M | | | | | | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Cenc/imp | | | | | | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |

APÊNDICE H - Valor presente dos custos das UHERs PLDméd

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -4 | -3 | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| Equity | 77 | 23 | 41 | 37 | | 23 | 21 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Debt | 179 | 54 | 96 | 86 | | 36 | 33 | 30 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CO&M | | | | | | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Cenc/imp | | | | | | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

APÊNDICE I - Somatório dos valores presentes dos custos das UHERs PLDméd

| $10^6$ (R$) | Soma dos VPs ($10^6$ R$) |
|---|---|
| VP equity | 412 |
| VP debt | 777 |
| VP CO&M | 105 |
| VP Cenc/imp | 105 |
| Total | 1.398 |

APÊNDICE J – Custo de compra de energia das UHERs PLDméd em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (R$) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| CE_h1 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| CE_h2 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| CE_h3 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 |
| CE_h4 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| CE_h5 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |
| CE_h6 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| CE_h7 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| CE_h8 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 |
| CE_h9 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 |
| CE_h10 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 |
| CE_h11 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 |
| CE_h12 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 |
| CE_h13 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |
| CE_h14 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 |
| CE_h15 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 |
| CE_h16 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 |
| CE_h17 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 |
| CE_h18 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 |
| CE_h19 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| CE_h20 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 |
| CE_h21 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 | 121 |
| CE_h22 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 |
| CE_h23 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 | 133 |
| CE_h24 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 |

Nota: Custo da eletricidade (CE)

APÊNDICE K - Valor presente do custo de compra de energia das UHERs PLDméd em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (R$) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| CE_h1 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| CE_h2 | 16 | 15 | 13 | 12 | 11 | 10 | 10 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 |
| CE_h3 | 21 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| CE_h4 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 | 12 | 11 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 |
| CE_h5 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 |
| CE_h6 | 37 | 34 | 31 | 29 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 | 12 | 11 | 11 | 10 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 |
| CE_h7 | 43 | 39 | 36 | 33 | 30 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 |
| CE_h8 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 | 12 | 11 | 10 | 10 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 |
| CE_h9 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 |
| CE_h10 | 58 | 54 | 49 | 45 | 42 | 38 | 35 | 32 | 30 | 27 | 25 | 23 | 21 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 |
| CE_h11 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 | 38 | 35 | 32 | 30 | 27 | 25 | 23 | 21 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 |
| CE_h12 | 69 | 64 | 58 | 54 | 49 | 45 | 42 | 38 | 35 | 32 | 30 | 27 | 25 | 23 | 21 | 20 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 |
| CE_h13 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 |
| CE_h14 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 | 27 | 24 | 23 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 | 12 | 11 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 |
| CE_h15 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 |
| CE_h16 | 90 | 83 | 76 | 70 | 65 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 | 39 | 36 | 33 | 30 | 28 | 26 | 23 | 22 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 |
| CE_h17 | 96 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 |
| CE_h18 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 15 | 13 | 12 | 11 | 10 | 10 | 9 |
| CE_h19 | 106 | 98 | 90 | 83 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 | 39 | 36 | 33 | 30 | 28 | 25 | 23 | 21 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 |
| CE_h20 | 112 | 103 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 | 12 | 11 | 11 | 10 |
| CE_h21 | 117 | 108 | 99 | 91 | 83 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 50 | 46 | 43 | 39 | 36 | 33 | 30 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 |
| CE_h22 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 74 | 68 | 62 | 57 | 53 | 48 | 44 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 |
| CE_h23 | 128 | 117 | 108 | 99 | 91 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 50 | 46 | 43 | 39 | 36 | 33 | 30 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 |
| CE_h24 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

APÊNDICE L - Somatório dos valores presentes do custo da energia das UHERs PLDméd

| $10^6$ (R$) | Soma dos VPs de energia |
|---|---|
| CE_h1 | 60 |
| CE_h2 | 121 |
| CE_h3 | 181 |
| CE_h4 | 242 |
| CE_h5 | 302 |
| CE_h6 | 363 |
| CE_h7 | 423 |
| CE_h8 | 484 |
| CE_h9 | 544 |
| CE_h10 | 605 |
| CE_h11 | 665 |
| CE_h12 | 726 |
| CE_h13 | 786 |
| CE_h14 | 847 |
| CE_h15 | 907 |
| CE_h16 | 968 |
| CE_h17 | 1.028 |
| CE_h18 | 1.089 |
| CE_h19 | 1.149 |
| CE_h20 | 1.210 |
| CE_h21 | 1.270 |
| CE_h22 | 1.331 |
| CE_h23 | 1.391 |
| CE_h24 | 1.452 |

APÊNDICE M - Geração de energia das UHERs PLDméd em função do número de horas de operação diária

| $10^6$(kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| EAP_h1 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| EAP_h2 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 |
| EAP_h3 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| EAP_h4 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 |
| EAP_h5 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 |
| EAP_h6 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 |
| EAP_h7 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 |
| EAP_h8 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 |
| EAP_h9 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 |
| EAP_h10 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 |
| EAP_h11 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 |
| EAP_h12 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 |
| EAP_h13 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 |
| EAP_h14 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 |
| EAP_h15 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 |
| EAP_h16 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 |
| EAP_h17 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 |
| EAP_h18 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 |
| EAP_h19 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 |
| EAP_h20 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 |
| EAP_h21 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 |
| EAP_h22 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 |
| EAP_h23 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 |
| EAP_h24 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 |

APÊNDICE N - Valor presente da geração de energia das UHERs PLDméd em função do número de horas de operação diária

| $10^6$(kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| EAP_h1 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 |
| EAP_h2 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 | 12 | 11 | 10 | 10 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 |
| EAP_h3 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 |
| EAP_h4 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 |
| EAP_h5 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 79 | 72 | 66 | 61 | 56 | 52 | 47 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 15 |
| EAP_h6 | 201 | 185 | 170 | 156 | 144 | 132 | 121 | 112 | 103 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 | 37 | 34 | 31 | 29 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 |
| EAP_h7 | 235 | 216 | 198 | 182 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 | 24 | 22 | 20 |
| EAP_h8 | 268 | 247 | 227 | 208 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 115 | 106 | 98 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 | 39 | 35 | 33 | 30 | 28 | 25 | 23 |
| EAP_h9 | 302 | 278 | 255 | 234 | 215 | 198 | 182 | 167 | 154 | 141 | 130 | 119 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 |
| EAP_h10 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 74 | 68 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 |
| EAP_h11 | 369 | 339 | 312 | 287 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 |
| EAP_h12 | 403 | 370 | 340 | 313 | 287 | 264 | 243 | 223 | 205 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 124 | 114 | 104 | 96 | 88 | 81 | 75 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 |
| EAP_h13 | 436 | 401 | 368 | 339 | 311 | 286 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 172 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 |
| EAP_h14 | 470 | 432 | 397 | 365 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 73 | 68 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 |
| EAP_h15 | 503 | 463 | 425 | 391 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 236 | 217 | 199 | 183 | 168 | 155 | 142 | 131 | 120 | 110 | 101 | 93 | 86 | 79 | 72 | 66 | 61 | 56 | 52 | 47 | 44 |
| EAP_h16 | 537 | 493 | 453 | 417 | 383 | 352 | 324 | 297 | 273 | 251 | 231 | 212 | 195 | 179 | 165 | 151 | 139 | 128 | 118 | 108 | 99 | 91 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 51 | 47 |
| EAP_h17 | 570 | 524 | 482 | 443 | 407 | 374 | 344 | 316 | 290 | 267 | 245 | 226 | 207 | 191 | 175 | 161 | 148 | 136 | 125 | 115 | 106 | 97 | 89 | 82 | 75 | 69 | 64 | 58 | 54 | 49 |
| EAP_h18 | 604 | 555 | 510 | 469 | 431 | 396 | 364 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 219 | 202 | 185 | 170 | 157 | 144 | 132 | 122 | 112 | 103 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 |
| EAP_h19 | 637 | 586 | 538 | 495 | 455 | 418 | 384 | 353 | 325 | 298 | 274 | 252 | 232 | 213 | 196 | 180 | 165 | 152 | 140 | 128 | 118 | 108 | 100 | 92 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 |
| EAP_h20 | 671 | 617 | 567 | 521 | 479 | 440 | 405 | 372 | 342 | 314 | 289 | 265 | 244 | 224 | 206 | 189 | 174 | 160 | 147 | 135 | 124 | 114 | 105 | 96 | 89 | 81 | 75 | 69 | 63 | 58 |
| EAP_h21 | 705 | 648 | 595 | 547 | 503 | 462 | 425 | 390 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 235 | 216 | 199 | 183 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 86 | 79 | 72 | 66 | 61 |
| EAP_h22 | 738 | 678 | 623 | 573 | 527 | 484 | 445 | 409 | 376 | 345 | 318 | 292 | 268 | 247 | 227 | 208 | 191 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 115 | 106 | 97 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 |
| EAP_h23 | 772 | 709 | 652 | 599 | 551 | 506 | 465 | 428 | 393 | 361 | 332 | 305 | 280 | 258 | 237 | 218 | 200 | 184 | 169 | 155 | 143 | 131 | 121 | 111 | 102 | 94 | 86 | 79 | 73 | 67 |
| EAP_h24 | 805 | 740 | 680 | 625 | 575 | 528 | 485 | 446 | 410 | 377 | 346 | 318 | 293 | 269 | 247 | 227 | 209 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 116 | 106 | 98 | 90 | 83 | 76 | 70 |

APÊNDICE O - Somatório dos valores presentes da energia das UHERs PLDméd

| $10^6$ (kWh) | Soma dos VPs de energia |
|---|---|
| EAP_h1 | 382 |
| EAP_h2 | 763 |
| EAP_h3 | 1.145 |
| EAP_h4 | 1.527 |
| EAP_h5 | 1.909 |
| EAP_h6 | 2.290 |
| EAP_h7 | 2.672 |
| EAP_h8 | 3.054 |
| EAP_h9 | 3.436 |
| EAP_h10 | 3.817 |
| EAP_h11 | 4.199 |
| EAP_h12 | 4.581 |
| EAP_h13 | 4.963 |
| EAP_h14 | 5.344 |
| EAP_h15 | 5.726 |
| EAP_h16 | 6.108 |
| EAP_h17 | 6.490 |
| EAP_h18 | 6.871 |
| EAP_h19 | 7.253 |
| EAP_h20 | 7.635 |
| EAP_h21 | 8.017 |
| EAP_h22 | 8.398 |
| EAP_h23 | 8.780 |
| EAP_h24 | 9.162 |

APÊNDICE P - Custos das usinas do tipo MCI

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Equity | 55 | 18 | | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Debt | 128 | 43 | | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| CO&M | - | - | | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 |
| Cenc/imp | - | - | | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |

APÊNDICE Q - Valor presente dos custos das usinas do tipo MCI

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Equity | 63 | 20 | | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Debt | 147 | 46 | | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 |
| CO&M | - | - | | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 |
| Cenc/imp | - | - | | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 |

APÊNDICE R - Somatório dos valores presentes dos custos usinas do tipo MCI

| $10^6$ (R$) | Soma dos VPs ($10^6$ R$) |
|---|---|
| VP equity | 191 |
| VP debt | 361 |
| VP CO&M | 250 |
| VP Cenc/imp | 106 |
| Total | 909 |

APÊNDICE S – Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo MCI em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (R$) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| CE_h1 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| CE_h2 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| CE_h3 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 |
| CE_h4 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| CE_h5 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 |
| CE_h6 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 |
| CE_h7 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 |
| CE_h8 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 |
| CE_h9 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 |
| CE_h10 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 |
| CE_h11 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 |
| CE_h12 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 |
| CE_h13 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 |
| CE_h14 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 |
| CE_h15 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 |
| CE_h16 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 |
| CE_h17 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 |
| CE_h18 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 |
| CE_h19 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 |
| CE_h20 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 |
| CE_h21 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 |
| CE_h22 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 |
| CE_h23 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 |
| CE_h24 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 |

APÊNDICE T - Valor presente do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo MCI em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (R$) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| CE_h1 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 |
| CE_h2 | 20 | 18 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 |
| CE_h3 | 30 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 |
| CE_h4 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 12 | 11 | 11 | 10 | 9 | 8 |
| CE_h5 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 |
| CE_h6 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 | 27 | 24 | 23 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 | 12 |
| CE_h7 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 |
| CE_h8 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 51 | 47 | 43 | 39 | 36 | 33 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 |
| CE_h9 | 95 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 57 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 |
| CE_h10 | 107 | 98 | 90 | 83 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 | 39 | 36 | 33 | 30 | 28 | 25 | 23 | 22 |
| CE_h11 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 72 | 66 | 60 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 36 | 33 | 31 | 28 | 26 | 24 |
| CE_h12 | 131 | 120 | 110 | 102 | 93 | 86 | 79 | 72 | 67 | 61 | 56 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 |
| CE_h13 | 143 | 132 | 121 | 111 | 102 | 94 | 86 | 79 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 |
| CE_h14 | 156 | 143 | 132 | 121 | 111 | 102 | 94 | 86 | 79 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 |
| CE_h15 | 169 | 155 | 142 | 131 | 120 | 111 | 102 | 93 | 86 | 79 | 73 | 67 | 61 | 56 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 |
| CE_h16 | 182 | 167 | 154 | 141 | 130 | 119 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 |
| CE_h17 | 195 | 180 | 165 | 152 | 139 | 128 | 118 | 108 | 100 | 91 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 51 | 47 | 43 | 39 |
| CE_h18 | 209 | 192 | 177 | 163 | 149 | 137 | 126 | 116 | 107 | 98 | 90 | 83 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 |
| CE_h19 | 224 | 206 | 189 | 174 | 160 | 147 | 135 | 124 | 114 | 105 | 96 | 88 | 81 | 75 | 69 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 |
| CE_h20 | 238 | 219 | 201 | 185 | 170 | 156 | 144 | 132 | 121 | 112 | 102 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 |
| CE_h21 | 253 | 233 | 214 | 197 | 181 | 166 | 153 | 140 | 129 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 71 | 66 | 60 | 55 | 51 |
| CE_h22 | 269 | 247 | 227 | 209 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 116 | 106 | 98 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 |
| CE_h23 | 284 | 261 | 240 | 221 | 203 | 187 | 171 | 158 | 145 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 74 | 68 | 62 | 57 |
| CE_h24 | 301 | 276 | 254 | 233 | 215 | 197 | 181 | 167 | 153 | 141 | 129 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 |

APÊNDICE U - Somatório dos valores presentes do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo MCI

| $10^6$ (R$) | Soma dos VPs de energia |
|---|---|
| CE_h1 | 118 |
| CE_h2 | 202 |
| CE_h3 | 305 |
| CE_h4 | 410 |
| CE_h5 | 516 |
| CE_h6 | 624 |
| CE_h7 | 734 |
| CE_h8 | 846 |
| CE_h9 | 960 |
| CE_h10 | 1.077 |
| CE_h11 | 1.196 |
| CE_h12 | 1.317 |
| CE_h13 | 1.442 |
| CE_h14 | 1.569 |
| CE_h15 | 1.699 |
| CE_h16 | 1.832 |
| CE_h17 | 1.969 |
| CE_h18 | 2.109 |
| CE_h19 | 2.253 |
| CE_h20 | 2.400 |
| CE_h21 | 2.551 |
| CE_h22 | 2.706 |
| CE_h23 | 2.866 |
| CE_h24 | 3.029 |

APÊNDICE V - Geração de energia das usinas do tipo MCI em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| EAP_h1 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| EAP_h2 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 |
| EAP_h3 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| EAP_h4 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 |
| EAP_h5 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 |
| EAP_h6 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 |
| EAP_h7 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 |
| EAP_h8 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 |
| EAP_h9 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 |
| EAP_h10 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 |
| EAP_h11 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 |
| EAP_h12 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 |
| EAP_h13 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 |
| EAP_h14 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 |
| EAP_h15 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 |
| EAP_h16 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 |
| EAP_h17 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 |
| EAP_h18 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 |
| EAP_h19 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 |
| EAP_h20 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 |
| EAP_h21 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 |
| EAP_h22 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 |
| EAP_h23 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 |
| EAP_h24 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 |

APÊNDICE W - Valor presente da geração de energia das usinas do tipo MCI em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| EAP_h1 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 |
| EAP_h2 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 |
| EAP_h3 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 |
| EAP_h4 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 |
| EAP_h5 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 79 | 72 | 66 | 61 | 56 | 52 | 47 | 44 | 40 | 37 | 34 |
| EAP_h6 | 201 | 185 | 170 | 156 | 144 | 132 | 121 | 112 | 103 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 |
| EAP_h7 | 235 | 216 | 198 | 182 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 |
| EAP_h8 | 268 | 247 | 227 | 208 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 115 | 106 | 98 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 |
| EAP_h9 | 302 | 278 | 255 | 234 | 215 | 198 | 182 | 167 | 154 | 141 | 130 | 119 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 |
| EAP_h10 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 74 | 68 |
| EAP_h11 | 369 | 339 | 312 | 287 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 |
| EAP_h12 | 403 | 370 | 340 | 313 | 287 | 264 | 243 | 223 | 205 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 124 | 114 | 104 | 96 | 88 | 81 |
| EAP_h13 | 436 | 401 | 368 | 339 | 311 | 286 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 172 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 |
| EAP_h14 | 470 | 432 | 397 | 365 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 |
| EAP_h15 | 503 | 463 | 425 | 391 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 236 | 217 | 199 | 183 | 168 | 155 | 142 | 131 | 120 | 110 | 101 |
| EAP_h16 | 537 | 493 | 453 | 417 | 383 | 352 | 324 | 297 | 273 | 251 | 231 | 212 | 195 | 179 | 165 | 151 | 139 | 128 | 118 | 108 |
| EAP_h17 | 570 | 524 | 482 | 443 | 407 | 374 | 344 | 316 | 290 | 267 | 245 | 226 | 207 | 191 | 175 | 161 | 148 | 136 | 125 | 115 |
| EAP_h18 | 604 | 555 | 510 | 469 | 431 | 396 | 364 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 219 | 202 | 185 | 170 | 157 | 144 | 132 | 122 |
| EAP_h19 | 637 | 586 | 538 | 495 | 455 | 418 | 384 | 353 | 325 | 298 | 274 | 252 | 232 | 213 | 196 | 180 | 165 | 152 | 140 | 128 |
| EAP_h20 | 671 | 617 | 567 | 521 | 479 | 440 | 405 | 372 | 342 | 314 | 289 | 265 | 244 | 224 | 206 | 189 | 174 | 160 | 147 | 135 |
| EAP_h21 | 705 | 648 | 595 | 547 | 503 | 462 | 425 | 390 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 235 | 216 | 199 | 183 | 168 | 154 | 142 |
| EAP_h22 | 738 | 678 | 623 | 573 | 527 | 484 | 445 | 409 | 376 | 345 | 318 | 292 | 268 | 247 | 227 | 208 | 191 | 176 | 162 | 149 |
| EAP_h23 | 772 | 709 | 652 | 599 | 551 | 506 | 465 | 428 | 393 | 361 | 332 | 305 | 280 | 258 | 237 | 218 | 200 | 184 | 169 | 155 |
| EAP_h24 | 805 | 740 | 680 | 625 | 575 | 528 | 485 | 446 | 410 | 377 | 346 | 318 | 293 | 269 | 247 | 227 | 209 | 192 | 176 | 162 |

APÊNDICE X - Somatório dos valores presentes da energia das usinas do tipo MCI

| $10^6$ (kWh) | Soma dos VPs de energia |
|---|---|
| EAP_h1 | 338 |
| EAP_h2 | 676 |
| EAP_h3 | 1.014 |
| EAP_h4 | 1.352 |
| EAP_h5 | 1.690 |
| EAP_h6 | 2.028 |
| EAP_h7 | 2.366 |
| EAP_h8 | 2.704 |
| EAP_h9 | 3.042 |
| EAP_h10 | 3.380 |
| EAP_h11 | 3.718 |
| EAP_h12 | 4.056 |
| EAP_h13 | 4.394 |
| EAP_h14 | 4.732 |
| EAP_h15 | 5.070 |
| EAP_h16 | 5.408 |
| EAP_h17 | 5.746 |
| EAP_h18 | 6.084 |
| EAP_h19 | 6.422 |
| EAP_h20 | 6.760 |
| EAP_h21 | 7.098 |
| EAP_h22 | 7.436 |
| EAP_h23 | 7.774 |
| EAP_h24 | 8.112 |

APÊNDICE Y - Custos das usinas do tipo TCC

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Equity | 55 | 18 | | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Debt | 128 | 43 | | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| CO&M | - | - | | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 |
| Cenc/imp | - | - | | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |

APÊNDICE Z - Valor presente dos custos das usinas do tipo TCC

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Equity | 63 | 20 | | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Debt | 147 | 46 | | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 |
| CO&M | - | - | | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 |
| Cenc/imp | - | - | | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 |

APÊNDICE AA - Somatório dos valores presentes dos custos usinas do tipo TCC

| $10^6$ (R$) | Soma dos VPs ($10^6$ R$) |
|---|---|
| VP equity | 191 |
| VP debt | 361 |
| VP CO&M | 250 |
| VP Cenc/imp | 106 |
| Total | 909 |

APÊNDICE BB – Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo TCC em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (R$) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| CE_h1 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| CE_h2 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| CE_h3 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 |
| CE_h4 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| CE_h5 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 |
| CE_h6 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 |
| CE_h7 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 |
| CE_h8 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 |
| CE_h9 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 |
| CE_h10 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 |
| CE_h11 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 |
| CE_h12 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 |
| CE_h13 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 |
| CE_h14 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 |
| CE_h15 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 |
| CE_h16 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 |
| CE_h17 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 |
| CE_h18 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 |
| CE_h19 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 |
| CE_h20 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 |
| CE_h21 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 |
| CE_h22 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 |
| CE_h23 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 |
| CE_h24 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 |

APÊNDICE CC - Valor presente do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo TCC em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (R$) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| CE_h1 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 |
| CE_h2 | 20 | 18 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 |
| CE_h3 | 30 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 |
| CE_h4 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 12 | 11 | 11 | 10 | 9 | 8 |
| CE_h5 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 |
| CE_h6 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 | 27 | 24 | 23 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 | 12 |
| CE_h7 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 |
| CE_h8 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 51 | 47 | 43 | 39 | 36 | 33 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 |
| CE_h9 | 95 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 57 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 |
| CE_h10 | 107 | 98 | 90 | 83 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 | 39 | 36 | 33 | 30 | 28 | 25 | 23 | 22 |
| CE_h11 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 72 | 66 | 60 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 36 | 33 | 31 | 28 | 26 | 24 |
| CE_h12 | 131 | 120 | 110 | 102 | 93 | 86 | 79 | 72 | 67 | 61 | 56 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 |
| CE_h13 | 143 | 132 | 121 | 111 | 102 | 94 | 86 | 79 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 |
| CE_h14 | 156 | 143 | 132 | 121 | 111 | 102 | 94 | 86 | 79 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 |
| CE_h15 | 169 | 155 | 142 | 131 | 120 | 111 | 102 | 93 | 86 | 79 | 73 | 67 | 61 | 56 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 |
| CE_h16 | 182 | 167 | 154 | 141 | 130 | 119 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 |
| CE_h17 | 195 | 180 | 165 | 152 | 139 | 128 | 118 | 108 | 100 | 91 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 51 | 47 | 43 | 39 |
| CE_h18 | 209 | 192 | 177 | 163 | 149 | 137 | 126 | 116 | 107 | 98 | 90 | 83 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 |
| CE_h19 | 224 | 206 | 189 | 174 | 160 | 147 | 135 | 124 | 114 | 105 | 96 | 88 | 81 | 75 | 69 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 |
| CE_h20 | 238 | 219 | 201 | 185 | 170 | 156 | 144 | 132 | 121 | 112 | 102 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 |
| CE_h21 | 253 | 233 | 214 | 197 | 181 | 166 | 153 | 140 | 129 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 71 | 66 | 60 | 55 | 51 |
| CE_h22 | 269 | 247 | 227 | 209 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 116 | 106 | 98 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 |
| CE_h23 | 284 | 261 | 240 | 221 | 203 | 187 | 171 | 158 | 145 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 74 | 68 | 62 | 57 |
| CE_h24 | 301 | 276 | 254 | 233 | 215 | 197 | 181 | 167 | 153 | 141 | 129 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 |

APÊNDICE DD - Somatório dos valores presentes do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo TCC

| $10^6$ (R$) | Soma dos VPs de energia |
|---|---|
| CE_h1 | 118 |
| CE_h2 | 202 |
| CE_h3 | 305 |
| CE_h4 | 410 |
| CE_h5 | 516 |
| CE_h6 | 624 |
| CE_h7 | 734 |
| CE_h8 | 846 |
| CE_h9 | 960 |
| CE_h10 | 1.077 |
| CE_h11 | 1.196 |
| CE_h12 | 1.317 |
| CE_h13 | 1.442 |
| CE_h14 | 1.569 |
| CE_h15 | 1.699 |
| CE_h16 | 1.832 |
| CE_h17 | 1.969 |
| CE_h18 | 2.109 |
| CE_h19 | 2.253 |
| CE_h20 | 2.400 |
| CE_h21 | 2.551 |
| CE_h22 | 2.706 |
| CE_h23 | 2.866 |
| CE_h24 | 3.029 |

APÊNDICE EE - Geração de energia das usinas do tipo TCC em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| EAP_h1 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| EAP_h2 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 |
| EAP_h3 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| EAP_h4 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 |
| EAP_h5 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 |
| EAP_h6 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 |
| EAP_h7 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 |
| EAP_h8 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 |
| EAP_h9 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 |
| EAP_h10 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 |
| EAP_h11 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 |
| EAP_h12 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 |
| EAP_h13 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 |
| EAP_h14 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 |
| EAP_h15 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 |
| EAP_h16 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 |
| EAP_h17 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 |
| EAP_h18 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 |
| EAP_h19 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 |
| EAP_h20 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 |
| EAP_h21 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 |
| EAP_h22 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 |
| EAP_h23 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 |
| EAP_h24 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 |

APÊNDICE FF - Valor presente da geração de energia das usinas do tipo TCC em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| EAP_h1 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 |
| EAP_h2 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 |
| EAP_h3 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 |
| EAP_h4 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 |
| EAP_h5 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 79 | 72 | 66 | 61 | 56 | 52 | 47 | 44 | 40 | 37 | 34 |
| EAP_h6 | 201 | 185 | 170 | 156 | 144 | 132 | 121 | 112 | 103 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 |
| EAP_h7 | 235 | 216 | 198 | 182 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 |
| EAP_h8 | 268 | 247 | 227 | 208 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 115 | 106 | 98 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 |
| EAP_h9 | 302 | 278 | 255 | 234 | 215 | 198 | 182 | 167 | 154 | 141 | 130 | 119 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 |
| EAP_h10 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 74 | 68 |
| EAP_h11 | 369 | 339 | 312 | 287 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 |
| EAP_h12 | 403 | 370 | 340 | 313 | 287 | 264 | 243 | 223 | 205 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 124 | 114 | 104 | 96 | 88 | 81 |
| EAP_h13 | 436 | 401 | 368 | 339 | 311 | 286 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 172 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 |
| EAP_h14 | 470 | 432 | 397 | 365 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 |
| EAP_h15 | 503 | 463 | 425 | 391 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 236 | 217 | 199 | 183 | 168 | 155 | 142 | 131 | 120 | 110 | 101 |
| EAP_h16 | 537 | 493 | 453 | 417 | 383 | 352 | 324 | 297 | 273 | 251 | 231 | 212 | 195 | 179 | 165 | 151 | 139 | 128 | 118 | 108 |
| EAP_h17 | 570 | 524 | 482 | 443 | 407 | 374 | 344 | 316 | 290 | 267 | 245 | 226 | 207 | 191 | 175 | 161 | 148 | 136 | 125 | 115 |
| EAP_h18 | 604 | 555 | 510 | 469 | 431 | 396 | 364 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 219 | 202 | 185 | 170 | 157 | 144 | 132 | 122 |
| EAP_h19 | 637 | 586 | 538 | 495 | 455 | 418 | 384 | 353 | 325 | 298 | 274 | 252 | 232 | 213 | 196 | 180 | 165 | 152 | 140 | 128 |
| EAP_h20 | 671 | 617 | 567 | 521 | 479 | 440 | 405 | 372 | 342 | 314 | 289 | 265 | 244 | 224 | 206 | 189 | 174 | 160 | 147 | 135 |
| EAP_h21 | 705 | 648 | 595 | 547 | 503 | 462 | 425 | 390 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 235 | 216 | 199 | 183 | 168 | 154 | 142 |
| EAP_h22 | 738 | 678 | 623 | 573 | 527 | 484 | 445 | 409 | 376 | 345 | 318 | 292 | 268 | 247 | 227 | 208 | 191 | 176 | 162 | 149 |
| EAP_h23 | 772 | 709 | 652 | 599 | 551 | 506 | 465 | 428 | 393 | 361 | 332 | 305 | 280 | 258 | 237 | 218 | 200 | 184 | 169 | 155 |
| EAP_h24 | 805 | 740 | 680 | 625 | 575 | 528 | 485 | 446 | 410 | 377 | 346 | 318 | 293 | 269 | 247 | 227 | 209 | 192 | 176 | 162 |

APÊNDICE GG - Somatório dos valores presentes da energia das usinas do tipo TCC

| $10^6$ (kWh) | Soma dos VPs de energia |
|---|---|
| EAP_h1 | 338 |
| EAP_h2 | 676 |
| EAP_h3 | 1.014 |
| EAP_h4 | 1.352 |
| EAP_h5 | 1.690 |
| EAP_h6 | 2.028 |
| EAP_h7 | 2.366 |
| EAP_h8 | 2.704 |
| EAP_h9 | 3.042 |
| EAP_h10 | 3.380 |
| EAP_h11 | 3.718 |
| EAP_h12 | 4.056 |
| EAP_h13 | 4.394 |
| EAP_h14 | 4.732 |
| EAP_h15 | 5.070 |
| EAP_h16 | 5.408 |
| EAP_h17 | 5.746 |
| EAP_h18 | 6.084 |
| EAP_h19 | 6.422 |
| EAP_h20 | 6.760 |
| EAP_h21 | 7.098 |
| EAP_h22 | 7.436 |
| EAP_h23 | 7.774 |
| EAP_h24 | 8.112 |

APÊNDICE HH - Custos das usinas do tipo TGA

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Equity | 55 | 18 | | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Debt | 128 | 43 | | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| CO&M | - | - | | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 |
| Cenc/imp | - | - | | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |

APÊNDICE II - Valor presente dos custos das usinas do tipo TGA

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Equity | 63 | 20 | | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Debt | 147 | 46 | | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 |
| CO&M | - | - | | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 |
| Cenc/imp | - | - | | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 |

APÊNDICE JJ - Somatório dos valores presentes dos custos usinas do tipo TGA

| $10^6$ (R$) | Soma dos VPs ($10^6$ R$) |
|---|---|
| VP equity | 191 |
| VP debt | 361 |
| VP CO&M | 250 |
| VP Cenc/imp | 106 |
| Total | 909 |

APÊNDICE KK – Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo TGA em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (R$) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| CE_h1 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| CE_h2 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| CE_h3 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 |
| CE_h4 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| CE_h5 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 |
| CE_h6 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 |
| CE_h7 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 |
| CE_h8 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 |
| CE_h9 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 |
| CE_h10 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 |
| CE_h11 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 |
| CE_h12 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 |
| CE_h13 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 |
| CE_h14 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 |
| CE_h15 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 |
| CE_h16 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 |
| CE_h17 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 |
| CE_h18 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 |
| CE_h19 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 |
| CE_h20 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 |
| CE_h21 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 |
| CE_h22 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 |
| CE_h23 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 |
| CE_h24 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 |

APÊNDICE LL - Valor presente do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo TGA em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (R$) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| CE_h1 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 |
| CE_h2 | 20 | 18 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 |
| CE_h3 | 30 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 |
| CE_h4 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 12 | 11 | 11 | 10 | 9 | 8 |
| CE_h5 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 |
| CE_h6 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 | 27 | 24 | 23 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 | 12 |
| CE_h7 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 |
| CE_h8 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 51 | 47 | 43 | 39 | 36 | 33 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 |
| CE_h9 | 95 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 57 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 |
| CE_h10 | 107 | 98 | 90 | 83 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 | 39 | 36 | 33 | 30 | 28 | 25 | 23 | 22 |
| CE_h11 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 72 | 66 | 60 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 36 | 33 | 31 | 28 | 26 | 24 |
| CE_h12 | 131 | 120 | 110 | 102 | 93 | 86 | 79 | 72 | 67 | 61 | 56 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 |
| CE_h13 | 143 | 132 | 121 | 111 | 102 | 94 | 86 | 79 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 |
| CE_h14 | 156 | 143 | 132 | 121 | 111 | 102 | 94 | 86 | 79 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 |
| CE_h15 | 169 | 155 | 142 | 131 | 120 | 111 | 102 | 93 | 86 | 79 | 73 | 67 | 61 | 56 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 |
| CE_h16 | 182 | 167 | 154 | 141 | 130 | 119 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 |
| CE_h17 | 195 | 180 | 165 | 152 | 139 | 128 | 118 | 108 | 100 | 91 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 51 | 47 | 43 | 39 |
| CE_h18 | 209 | 192 | 177 | 163 | 149 | 137 | 126 | 116 | 107 | 98 | 90 | 83 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 |
| CE_h19 | 224 | 206 | 189 | 174 | 160 | 147 | 135 | 124 | 114 | 105 | 96 | 88 | 81 | 75 | 69 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 |
| CE_h20 | 238 | 219 | 201 | 185 | 170 | 156 | 144 | 132 | 121 | 112 | 102 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 |
| CE_h21 | 253 | 233 | 214 | 197 | 181 | 166 | 153 | 140 | 129 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 71 | 66 | 60 | 55 | 51 |
| CE_h22 | 269 | 247 | 227 | 209 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 116 | 106 | 98 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 |
| CE_h23 | 284 | 261 | 240 | 221 | 203 | 187 | 171 | 158 | 145 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 74 | 68 | 62 | 57 |
| CE_h24 | 301 | 276 | 254 | 233 | 215 | 197 | 181 | 167 | 153 | 141 | 129 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 |

APÊNDICE MM - Somatório dos valores presentes do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo TGA

| $10^6$ (R$) | Soma dos VPs de energia |
|---|---|
| CE_h1 | 118 |
| CE_h2 | 202 |
| CE_h3 | 305 |
| CE_h4 | 410 |
| CE_h5 | 516 |
| CE_h6 | 624 |
| CE_h7 | 734 |
| CE_h8 | 846 |
| CE_h9 | 960 |
| CE_h10 | 1.077 |
| CE_h11 | 1.196 |
| CE_h12 | 1.317 |
| CE_h13 | 1.442 |
| CE_h14 | 1.569 |
| CE_h15 | 1.699 |
| CE_h16 | 1.832 |
| CE_h17 | 1.969 |
| CE_h18 | 2.109 |
| CE_h19 | 2.253 |
| CE_h20 | 2.400 |
| CE_h21 | 2.551 |
| CE_h22 | 2.706 |
| CE_h23 | 2.866 |
| CE_h24 | 3.029 |

APÊNDICE NN - Geração de energia das usinas do tipo TGA em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| EAP_h1 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| EAP_h2 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 |
| EAP_h3 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| EAP_h4 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 |
| EAP_h5 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 |
| EAP_h6 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 |
| EAP_h7 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 |
| EAP_h8 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 |
| EAP_h9 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 |
| EAP_h10 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 |
| EAP_h11 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 |
| EAP_h12 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 |
| EAP_h13 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 |
| EAP_h14 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 |
| EAP_h15 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 |
| EAP_h16 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 |
| EAP_h17 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 |
| EAP_h18 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 |
| EAP_h19 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 |
| EAP_h20 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 |
| EAP_h21 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 |
| EAP_h22 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 |
| EAP_h23 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 |
| EAP_h24 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 |

APÊNDICE OO - Valor presente da geração de energia das usinas do tipo TGA em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| EAP_h1 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 |
| EAP_h2 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 |
| EAP_h3 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 |
| EAP_h4 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 |
| EAP_h5 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 79 | 72 | 66 | 61 | 56 | 52 | 47 | 44 | 40 | 37 | 34 |
| EAP_h6 | 201 | 185 | 170 | 156 | 144 | 132 | 121 | 112 | 103 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 |
| EAP_h7 | 235 | 216 | 198 | 182 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 |
| EAP_h8 | 268 | 247 | 227 | 208 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 115 | 106 | 98 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 |
| EAP_h9 | 302 | 278 | 255 | 234 | 215 | 198 | 182 | 167 | 154 | 141 | 130 | 119 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 |
| EAP_h10 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 74 | 68 |
| EAP_h11 | 369 | 339 | 312 | 287 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 |
| EAP_h12 | 403 | 370 | 340 | 313 | 287 | 264 | 243 | 223 | 205 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 124 | 114 | 104 | 96 | 88 | 81 |
| EAP_h13 | 436 | 401 | 368 | 339 | 311 | 286 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 172 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 |
| EAP_h14 | 470 | 432 | 397 | 365 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 |
| EAP_h15 | 503 | 463 | 425 | 391 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 236 | 217 | 199 | 183 | 168 | 155 | 142 | 131 | 120 | 110 | 101 |
| EAP_h16 | 537 | 493 | 453 | 417 | 383 | 352 | 324 | 297 | 273 | 251 | 231 | 212 | 195 | 179 | 165 | 151 | 139 | 128 | 118 | 108 |
| EAP_h17 | 570 | 524 | 482 | 443 | 407 | 374 | 344 | 316 | 290 | 267 | 245 | 226 | 207 | 191 | 175 | 161 | 148 | 136 | 125 | 115 |
| EAP_h18 | 604 | 555 | 510 | 469 | 431 | 396 | 364 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 219 | 202 | 185 | 170 | 157 | 144 | 132 | 122 |
| EAP_h19 | 637 | 586 | 538 | 495 | 455 | 418 | 384 | 353 | 325 | 298 | 274 | 252 | 232 | 213 | 196 | 180 | 165 | 152 | 140 | 128 |
| EAP_h20 | 671 | 617 | 567 | 521 | 479 | 440 | 405 | 372 | 342 | 314 | 289 | 265 | 244 | 224 | 206 | 189 | 174 | 160 | 147 | 135 |
| EAP_h21 | 705 | 648 | 595 | 547 | 503 | 462 | 425 | 390 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 235 | 216 | 199 | 183 | 168 | 154 | 142 |
| EAP_h22 | 738 | 678 | 623 | 573 | 527 | 484 | 445 | 409 | 376 | 345 | 318 | 292 | 268 | 247 | 227 | 208 | 191 | 176 | 162 | 149 |
| EAP_h23 | 772 | 709 | 652 | 599 | 551 | 506 | 465 | 428 | 393 | 361 | 332 | 305 | 280 | 258 | 237 | 218 | 200 | 184 | 169 | 155 |
| EAP_h24 | 805 | 740 | 680 | 625 | 575 | 528 | 485 | 446 | 410 | 377 | 346 | 318 | 293 | 269 | 247 | 227 | 209 | 192 | 176 | 162 |

APÊNDICE PP - Somatório dos valores presentes da energia das usinas do tipo TGA

| $10^6$ (kWh) | Soma dos VPs de energia |
|---|---|
| EAP_h1 | 338 |
| EAP_h2 | 676 |
| EAP_h3 | 1.014 |
| EAP_h4 | 1.352 |
| EAP_h5 | 1.690 |
| EAP_h6 | 2.028 |
| EAP_h7 | 2.366 |
| EAP_h8 | 2.704 |
| EAP_h9 | 3.042 |
| EAP_h10 | 3.380 |
| EAP_h11 | 3.718 |
| EAP_h12 | 4.056 |
| EAP_h13 | 4.394 |
| EAP_h14 | 4.732 |
| EAP_h15 | 5.070 |
| EAP_h16 | 5.408 |
| EAP_h17 | 5.746 |
| EAP_h18 | 6.084 |
| EAP_h19 | 6.422 |
| EAP_h20 | 6.760 |
| EAP_h21 | 7.098 |
| EAP_h22 | 7.436 |
| EAP_h23 | 7.774 |
| EAP_h24 | 8.112 |

APÊNDICE QQ - Custos das usinas do tipo TGI

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Equity | 55 | 18 | | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Debt | 128 | 43 | | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| CO&M | - | - | | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 |
| Cenc/imp | - | - | | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |

APÊNDICE RR - Valor presente dos custos das usinas do tipo TGI

| $10^6$ (R$) | Ano | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | -2 | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Equity | 63 | 20 | | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Debt | 147 | 46 | | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 |
| CO&M | - | - | | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 |
| Cenc/imp | - | - | | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 |

APÊNDICE SS - Somatório dos valores presentes dos custos usinas do tipo TGI

| $10^6$ (R$) | Soma dos VPs ($10^6$ R$) |
|---|---|
| VP equity | 191 |
| VP debt | 361 |
| VP CO&M | 250 |
| VP Cenc/imp | 106 |
| Total | 909 |

APÊNDICE TT – Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo TGI em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (R$) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| CE_h1 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| CE_h2 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| CE_h3 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 |
| CE_h4 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| CE_h5 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 |
| CE_h6 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 |
| CE_h7 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 |
| CE_h8 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 |
| CE_h9 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 | 104 |
| CE_h10 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 | 116 |
| CE_h11 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 |
| CE_h12 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 | 142 |
| CE_h13 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 |
| CE_h14 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 | 169 |
| CE_h15 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 |
| CE_h16 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 | 198 |
| CE_h17 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 |
| CE_h18 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 |
| CE_h19 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 | 243 |
| CE_h20 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 |
| CE_h21 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 | 276 |
| CE_h22 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 |
| CE_h23 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 | 309 |
| CE_h24 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 | 327 |

APÊNDICE UU - Valor presente do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo TGI em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (R$) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| CE_h1 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 |
| CE_h2 | 20 | 18 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 |
| CE_h3 | 30 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 | 6 |
| CE_h4 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 | 18 | 16 | 15 | 14 | 12 | 11 | 11 | 10 | 9 | 8 |
| CE_h5 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 |
| CE_h6 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 | 37 | 34 | 32 | 29 | 27 | 24 | 23 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 | 12 |
| CE_h7 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 |
| CE_h8 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 51 | 47 | 43 | 39 | 36 | 33 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 |
| CE_h9 | 95 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 57 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 | 25 | 23 | 21 | 19 |
| CE_h10 | 107 | 98 | 90 | 83 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 | 39 | 36 | 33 | 30 | 28 | 25 | 23 | 22 |
| CE_h11 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 72 | 66 | 60 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 36 | 33 | 31 | 28 | 26 | 24 |
| CE_h12 | 131 | 120 | 110 | 102 | 93 | 86 | 79 | 72 | 67 | 61 | 56 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 26 |
| CE_h13 | 143 | 132 | 121 | 111 | 102 | 94 | 86 | 79 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 |
| CE_h14 | 156 | 143 | 132 | 121 | 111 | 102 | 94 | 86 | 79 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 |
| CE_h15 | 169 | 155 | 142 | 131 | 120 | 111 | 102 | 93 | 86 | 79 | 73 | 67 | 61 | 56 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 |
| CE_h16 | 182 | 167 | 154 | 141 | 130 | 119 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 |
| CE_h17 | 195 | 180 | 165 | 152 | 139 | 128 | 118 | 108 | 100 | 91 | 84 | 77 | 71 | 65 | 60 | 55 | 51 | 47 | 43 | 39 |
| CE_h18 | 209 | 192 | 177 | 163 | 149 | 137 | 126 | 116 | 107 | 98 | 90 | 83 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 | 50 | 46 | 42 |
| CE_h19 | 224 | 206 | 189 | 174 | 160 | 147 | 135 | 124 | 114 | 105 | 96 | 88 | 81 | 75 | 69 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 |
| CE_h20 | 238 | 219 | 201 | 185 | 170 | 156 | 144 | 132 | 121 | 112 | 102 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 |
| CE_h21 | 253 | 233 | 214 | 197 | 181 | 166 | 153 | 140 | 129 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 71 | 66 | 60 | 55 | 51 |
| CE_h22 | 269 | 247 | 227 | 209 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 116 | 106 | 98 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 |
| CE_h23 | 284 | 261 | 240 | 221 | 203 | 187 | 171 | 158 | 145 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 74 | 68 | 62 | 57 |
| CE_h24 | 301 | 276 | 254 | 233 | 215 | 197 | 181 | 167 | 153 | 141 | 129 | 119 | 109 | 100 | 92 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 |

APÊNDICE VV - Somatório dos valores presentes do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas do tipo TGI

| $10^6$ (R$) | Soma dos VPs de energia |
|---|---|
| CE_h1 | 118 |
| CE_h2 | 202 |
| CE_h3 | 305 |
| CE_h4 | 410 |
| CE_h5 | 516 |
| CE_h6 | 624 |
| CE_h7 | 734 |
| CE_h8 | 846 |
| CE_h9 | 960 |
| CE_h10 | 1.077 |
| CE_h11 | 1.196 |
| CE_h12 | 1.317 |
| CE_h13 | 1.442 |
| CE_h14 | 1.569 |
| CE_h15 | 1.699 |
| CE_h16 | 1.832 |
| CE_h17 | 1.969 |
| CE_h18 | 2.109 |
| CE_h19 | 2.253 |
| CE_h20 | 2.400 |
| CE_h21 | 2.551 |
| CE_h22 | 2.706 |
| CE_h23 | 2.866 |
| CE_h24 | 3.029 |

APÊNDICE WW - Geração de energia das usinas do tipo TGI em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| EAP_h1 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| EAP_h2 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 |
| EAP_h3 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| EAP_h4 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 | 146 |
| EAP_h5 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 | 183 |
| EAP_h6 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 |
| EAP_h7 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 |
| EAP_h8 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 | 292 |
| EAP_h9 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 | 329 |
| EAP_h10 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 | 365 |
| EAP_h11 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 |
| EAP_h12 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 | 438 |
| EAP_h13 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 | 475 |
| EAP_h14 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 | 511 |
| EAP_h15 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 | 548 |
| EAP_h16 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 | 584 |
| EAP_h17 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 | 621 |
| EAP_h18 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 | 657 |
| EAP_h19 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 | 694 |
| EAP_h20 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 | 730 |
| EAP_h21 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 |
| EAP_h22 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 | 803 |
| EAP_h23 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 | 840 |
| EAP_h24 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 | 876 |

APÊNDICE XX - Valor presente da geração de energia das usinas do tipo TGI em função do número de horas de operação diária

| $10^6$ (kWh) | Anos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| EAP_h1 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 | 19 | 17 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 7 |
| EAP_h2 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 40 | 37 | 34 | 31 | 29 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 17 | 16 | 15 | 14 |
| EAP_h3 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 | 43 | 40 | 37 | 34 | 31 | 28 | 26 | 24 | 22 | 20 |
| EAP_h4 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 | 68 | 63 | 58 | 53 | 49 | 45 | 41 | 38 | 35 | 32 | 29 | 27 |
| EAP_h5 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 79 | 72 | 66 | 61 | 56 | 52 | 47 | 44 | 40 | 37 | 34 |
| EAP_h6 | 201 | 185 | 170 | 156 | 144 | 132 | 121 | 112 | 103 | 94 | 87 | 80 | 73 | 67 | 62 | 57 | 52 | 48 | 44 | 41 |
| EAP_h7 | 235 | 216 | 198 | 182 | 168 | 154 | 142 | 130 | 120 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 | 56 | 51 | 47 |
| EAP_h8 | 268 | 247 | 227 | 208 | 192 | 176 | 162 | 149 | 137 | 126 | 115 | 106 | 98 | 90 | 82 | 76 | 70 | 64 | 59 | 54 |
| EAP_h9 | 302 | 278 | 255 | 234 | 215 | 198 | 182 | 167 | 154 | 141 | 130 | 119 | 110 | 101 | 93 | 85 | 78 | 72 | 66 | 61 |
| EAP_h10 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 | 87 | 80 | 74 | 68 |
| EAP_h11 | 369 | 339 | 312 | 287 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 | 81 | 74 |
| EAP_h12 | 403 | 370 | 340 | 313 | 287 | 264 | 243 | 223 | 205 | 188 | 173 | 159 | 146 | 134 | 124 | 114 | 104 | 96 | 88 | 81 |
| EAP_h13 | 436 | 401 | 368 | 339 | 311 | 286 | 263 | 242 | 222 | 204 | 188 | 172 | 159 | 146 | 134 | 123 | 113 | 104 | 96 | 88 |
| EAP_h14 | 470 | 432 | 397 | 365 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 220 | 202 | 186 | 171 | 157 | 144 | 133 | 122 | 112 | 103 | 95 |
| EAP_h15 | 503 | 463 | 425 | 391 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 236 | 217 | 199 | 183 | 168 | 155 | 142 | 131 | 120 | 110 | 101 |
| EAP_h16 | 537 | 493 | 453 | 417 | 383 | 352 | 324 | 297 | 273 | 251 | 231 | 212 | 195 | 179 | 165 | 151 | 139 | 128 | 118 | 108 |
| EAP_h17 | 570 | 524 | 482 | 443 | 407 | 374 | 344 | 316 | 290 | 267 | 245 | 226 | 207 | 191 | 175 | 161 | 148 | 136 | 125 | 115 |
| EAP_h18 | 604 | 555 | 510 | 469 | 431 | 396 | 364 | 335 | 308 | 283 | 260 | 239 | 219 | 202 | 185 | 170 | 157 | 144 | 132 | 122 |
| EAP_h19 | 637 | 586 | 538 | 495 | 455 | 418 | 384 | 353 | 325 | 298 | 274 | 252 | 232 | 213 | 196 | 180 | 165 | 152 | 140 | 128 |
| EAP_h20 | 671 | 617 | 567 | 521 | 479 | 440 | 405 | 372 | 342 | 314 | 289 | 265 | 244 | 224 | 206 | 189 | 174 | 160 | 147 | 135 |
| EAP_h21 | 705 | 648 | 595 | 547 | 503 | 462 | 425 | 390 | 359 | 330 | 303 | 279 | 256 | 235 | 216 | 199 | 183 | 168 | 154 | 142 |
| EAP_h22 | 738 | 678 | 623 | 573 | 527 | 484 | 445 | 409 | 376 | 345 | 318 | 292 | 268 | 247 | 227 | 208 | 191 | 176 | 162 | 149 |
| EAP_h23 | 772 | 709 | 652 | 599 | 551 | 506 | 465 | 428 | 393 | 361 | 332 | 305 | 280 | 258 | 237 | 218 | 200 | 184 | 169 | 155 |
| EAP_h24 | 805 | 740 | 680 | 625 | 575 | 528 | 485 | 446 | 410 | 377 | 346 | 318 | 293 | 269 | 247 | 227 | 209 | 192 | 176 | 162 |

APÊNDICE YY - Somatório dos valores presentes da energia das usinas do tipo TGI

| $10^6$ (kWh) | Soma dos VPs de energia |
|---|---|
| EAP_h1 | 338 |
| EAP_h2 | 676 |
| EAP_h3 | 1.014 |
| EAP_h4 | 1.352 |
| EAP_h5 | 1.690 |
| EAP_h6 | 2.028 |
| EAP_h7 | 2.366 |
| EAP_h8 | 2.704 |
| EAP_h9 | 3.042 |
| EAP_h10 | 3.380 |
| EAP_h11 | 3.718 |
| EAP_h12 | 4.056 |
| EAP_h13 | 4.394 |
| EAP_h14 | 4.732 |
| EAP_h15 | 5.070 |
| EAP_h16 | 5.408 |
| EAP_h17 | 5.746 |
| EAP_h18 | 6.084 |
| EAP_h19 | 6.422 |
| EAP_h20 | 6.760 |
| EAP_h21 | 7.098 |
| EAP_h22 | 7.436 |
| EAP_h23 | 7.774 |
| EAP_h24 | 8.112 |