

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**COMISSÃO DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

# **Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica**

**Autor: Fabio Rogério Zanfelize**

**Orientador: Paulo Sergio Franco Barbosa**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
COMISSÃO DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

# **Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica**

**Autor: Fabio Rogério Zanfelize  
Orientador: Paulo Sergio Franco Barbosa**

**Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos**

**Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.**

**Campinas, 2007  
S.P. - Brasil**

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

|      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Z16e | <p>Zanfelize, Fabio Rogério</p> <p>Estratégia de contratação ótima na comercialização de energia elétrica / Fabio Rogério Zanfelize. --Campinas, SP: [s.n.], 2007.</p> <p>Orientador: Paulo Sergio Franco Barbosa</p> <p>Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.</p> <p>1. Estratégia. 2. Sistemas de energia elétrica. 3. Otimização matemática. 4. Leilões. 5. Comercialização. I. Barbosa, Paulo Sergio Franco. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.</p> |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Título em Inglês: Optimal purchase strategy in energy trading

Palavras-chave em Inglês: Energy trading, stochastic optimization, Distribution utilities, energy purchase

Área de concentração:

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Paulo Barros Correia, Dorel Soares Ramos

Data da defesa: 15/06/2007

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**COMISSÃO DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**  
**PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

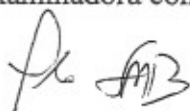
**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADEMICO**

**Estratégia de Contratação Ótima na**  
**Comercialização de Energia Elétrica**

Autor: Fabio Rogério Zanfelize

Orientador: Paulo S. Franco Barbosa

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



\_\_\_\_\_  
**Prof.Dr. Paulo Sergio Franco Barbosa, Presidente**  
**FEC/UNICAMP**



\_\_\_\_\_  
**Prof.Dr. Paulo Barros Correia**  
**DE/FEM/UNICAMP**



\_\_\_\_\_  
**Prof.Dr. Dorel Soares Ramos**  
**USP/Escola Politécnica/São Paulo**

Campinas, 15 de junho de 2007

504508002

**Dedicatória:**

Dedico esta obra à minha adorável esposa Fabiola Gianotti Zanfelize

## **Agradecimentos:**

Agradeço imensamente as inúmeras pessoas que contribuíram das mais diversas formas para a materialização deste trabalho, especialmente:

A Fabíola pela força e por abrir mão dos diversos finais de semana dedicados a este trabalho;

Ao Prof. Dr. Paulo Barbosa pela orientação e contribuição valiosa que norteou este trabalho e pela paciência;

A André Luiz Preite Cruz e Tiago Henrique Gonçalves pela dedicação e incontáveis simulações que auxiliaram a atestar a metodologia proposta;

Ao Dr. Rogério de Almeida pelas valorosas idéias para o aperfeiçoamento da modelagem;

A Luiz Américo Gonçalves, Henrique Leme Felizatti, Newton Dutra Xavier, Liliana de Mattos V. Brittes, Fabiana C. Lopes Avellar e amigos da CPFL pelo apoio e torcida;

A Paulo H. Squariz pelas várias idéias e sugestões;

A CPFL na pessoa do Diretor Marco Antonio Oliveira de Siqueira cujo apoio a idéia deste trabalho e patrocínio foram imprescindíveis.

*“Pouco conhecimento faz com que as pessoas se sintam orgulhosas. Muito conhecimento, que se sintam humildes.*

*É assim que as espigas sem grãos erguem desdenhosamente a cabeça para o céu, enquanto que as cheias as baixam para a terra, sua mãe.”*

*“Os que se encantam com a prática sem ciência são como os timoneiros que entram no navio sem timão nem bússola, nunca tendo certeza do seu destino”*

*“Quem pensa pouco, erra muito”*

*Leonardo da Vinci*

## Resumo

ZANFELICE, Fabio Rogério, *Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica*, Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual Campinas, 2005. 176 p Dissertação (Mestrado)

A evolução deste trabalho de pesquisa foi pautada pelo desenvolvimento de uma metodologia que represente a atividade de comercialização de empresas de distribuição e comercialização de energia e indique o posicionamento destes agentes frente às alternativas e condições do mercado a fim de que seja atingida a estratégia ótima de comercialização que minimize o custo de aquisição de energia e os riscos associados ao negócio. Dessa forma, é necessário conhecer a legislação da indústria de energia elétrica brasileira, as características dos relacionamentos comerciais entre as empresas que constituem esta indústria e os riscos e oportunidades do mercado.

Neste sentido, desenvolveu-se um modelo de otimização estocástica utilizando-se a técnica de programação mista onde foram representadas as restrições operacionais e regulatórias, intrínsecas ao processo de compra e venda de energia, bem como as várias alternativas de contratação futura das empresas distribuidoras, via leilões regulados, como determina a legislação vigente. Os resultados obtidos de alocação da energia contratada e indicação dos produtos que indicam a forma ótima de contratação foram analisados e apresentaram consistência mostrando-se coerentes para aplicação.

### Palavras chave

Estratégia, Comercialização de energia, Otimização, leilões Regulados, Contratos de compra e venda de energia.

## Abstract

ZANFELICE, Fabio Rogério, *Optimal Purchase Strategy in Energy Trading*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual Campinas, 2005. 176 p Dissertação (Mestrado)

This research work has been developed in order to propose a methodology to represent the trading activities of the distribution utilities and energy trading companies, and also to provide guidelines to these companies when facing market conditions aiming at achieve optimal trading strategies addressing cost and risk minimization. For this purpose, it is required to have an general understanding about regulatory issues of the Brazilian electricity industry, the trading relationships among companies running their businesses in this industry, risks and opportunities in this market. A sthochastic optimization model has been developed by using a linear programming model where the main regulatory and operational constraints are included, all related to the energy buying and selling process, as well as those ones related to the future energy contracting needs through regulated auctions based on the present regulation.

The optimal results defining contracted energy and options for future contracting alternatives along the planning horizon were reviewed, and they revealed coherent for real-world applications. The information generated by this research work is very important for companies or holding groups that run their businesses in the Brazilian power market, since it provides a decision support system to formulate energy buying and selling strategies based on optimal resource allocation.

*Key word: energy trading, stochastic optimization, distribution utilities, energy purchase*

## Índice

|                                                                                                                 |      |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Lista de Figuras .....                                                                                          | xi   |
| Lista de Tabelas.....                                                                                           | xiii |
| Nomenclatura .....                                                                                              | xv   |
| Introdução.....                                                                                                 | 1    |
| Síntese histórica sobre o desenvolvimento da indústria da eletricidade .....                                    | 4    |
| 2.1. Contexto internacional .....                                                                               | 4    |
| 2.2. Contexto brasileiro .....                                                                                  | 8    |
| A comercialização de energia elétrica.....                                                                      | 22   |
| 3.1. A criação do Mercado <i>Spot</i> (MAE).....                                                                | 22   |
| 3.2. A contratação de energia elétrica .....                                                                    | 23   |
| 3.3. Formas de contratação.....                                                                                 | 35   |
| 3.3.1. Contratação regulada.....                                                                                | 35   |
| 3.3.2. Contratos a Termo (Forward).....                                                                         | 38   |
| 3.3.3. Contratos Futuros .....                                                                                  | 38   |
| 3.3.4. Contratos de Opção .....                                                                                 | 39   |
| 3.4. Contratação de energia elétrica no ambiente de atacado.....                                                | 43   |
| 3.4.1. A liberação dos Contratos Iniciais .....                                                                 | 43   |
| 3.4.2. <i>Self Dealing</i> .....                                                                                | 43   |
| 3.4.3. O ambiente de contratação regulada vigente.....                                                          | 44   |
| 3.5. A contratação com o consumidor final (Ambiente de varejo) .....                                            | 65   |
| 3.5.1. A contratação para consumidor livre sob a regulação atual.....                                           | 66   |
| Metodologia para modelagem da contratação de energia .....                                                      | 68   |
| 4.1. As decisões de contratação de uma empresa comercializadora .....                                           | 68   |
| 4.2. Características dos contratos de compra e venda vigentes na indústria de energia elétrica brasileira ..... | 69   |
| 4.2.1. Contrato de Itaipu.....                                                                                  | 69   |
| 4.2.2. Contratos Iniciais.....                                                                                  | 71   |
| 4.2.3. Contratos Bilaterais .....                                                                               | 72   |
| 4.2.4. Contratos de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR.....                                         | 73   |
| 4.3. Modelagem de contratos .....                                                                               | 76   |
| 4.3.1. Modelagem de CCEAR's associados a leilões futuros .....                                                  | 78   |
| 4.4. Variáveis de decisão.....                                                                                  | 79   |
| 4.5. Função objetivo .....                                                                                      | 79   |
| 4.6. Formulação do problema de otimização .....                                                                 | 87   |
| 4.6.1. Restrições operacionais .....                                                                            | 87   |
| 4.6.2. Restrições contratuais.....                                                                              | 91   |
| 4.6.3. Restrições do ambiente de contratação regulada.....                                                      | 100  |
| 4.6.4. Restrições associadas a clientes potencialmente livres .....                                             | 103  |

|                                                                               |     |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.6.5. Restrições de prêmio de opções .....                                   | 104 |
| 4.7. Inclusão de cenários para a formulação estocástica .....                 | 105 |
| Estudo de Caso .....                                                          | 109 |
| 5.1. Resultados .....                                                         | 120 |
| 5.1.1. Resultado da determinação da estratégia de contratação no ACR .....    | 120 |
| 5.1.2. Análise da estratégia de comercialização da comercializadora .....     | 130 |
| 5.1.3. Análise da alocação ótima de energia entre os patamares de carga ..... | 136 |
| Conclusão .....                                                               | 143 |
| Apêndice.....                                                                 | 147 |
| Referências Bibliográficas .....                                              | 150 |

## Lista de Figuras

|                                                                                                                                                                                |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 1.1 – Representação do aumento da incerteza no processo de aquisição de energia instituído pela legislação atual em comparação com as regras do modelo anterior.....    | 2   |
| Figura 2.1 – Composição da oferta de energia contratada nos três leilões de energia nova .....                                                                                 | 21  |
| Figura 3.1 – Representação esquemática de um submercado .....                                                                                                                  | 27  |
| Figura 3.2 – Perfil diário de consumo de uma distribuidora .....                                                                                                               | 33  |
| Figura 3.3 – Perfil mensal de consumo de uma distribuidora .....                                                                                                               | 34  |
| Figura 3.4 – Representação gráfica da relação entre o custo de energia e o repasse à tarifa do consumidor final (definido pelo VN).....                                        | 37  |
| Figura 3.5 – Demonstração do exercício e liquidação de uma opção de compra .....                                                                                               | 40  |
| Figura 3.6 – Demonstração do exercício e liquidação de uma opção de venda.....                                                                                                 | 41  |
| Figura 3.7 – Demonstração gráfica do efeito de um <i>cap</i> , um <i>floor</i> e um <i>collar</i> .....                                                                        | 42  |
| Figura 3.7 – Representação esquemática dos principais produtos oferecidos nos leilões do ACR.....                                                                              | 46  |
| Figura 3.8 – Representação esquemática do cálculo do Limite Inferior de Reconstrução .....                                                                                     | 53  |
| Figura 3.9 – Representação do atendimento do limite inferior de reconstrução.....                                                                                              | 60  |
| Figura 3.10– Mecanismos de mitigação de riscos das distribuidoras .....                                                                                                        | 63  |
| Figura 4.2 – Comparação entre o perfil, por semana por patamar, do requisito da distribuidora e o perfil do contrato de Itaipu para o período de janeiro a março de 2005 ..... | 96  |
| Figura 4.3 – Representação da região factível para a construção de cenários de requisito das distribuidoras.....                                                               | 106 |
| Figura 4.4 – Representação esquemática da construção de cenários .....                                                                                                         | 107 |
| Figura 4.5 – Representação da atribuição de probabilidades para cada cenário .....                                                                                             | 108 |
| Figura 5.1 – Diagrama esquemático das empresas simuladas e relacionamentos comerciais ..                                                                                       | 110 |
| Figura 5.2 – Balanço Energético da distribuidora D1 .....                                                                                                                      | 113 |
| Figura 5.3 – Balanço Energético da comercializadora C1 .....                                                                                                                   | 113 |
| Figura 5.4 – Cenários de requisito de energia adotados para a distribuidora D1 .....                                                                                           | 117 |
| Figura 5.5 – Comparação entre a projeção de PLD e Preços de Mercado .....                                                                                                      | 119 |
| Figura 5.6 – PLD mensal por patamar .....                                                                                                                                      | 119 |
| Figura 5.7 – Balanço Energético da distribuidora D1 .....                                                                                                                      | 121 |
| Figura 5.8 – Balanço Energético da distribuidora D1 detalhando as sobras e déficits de energia após a otimização da contratação .....                                          | 122 |
| Figura 5.9 – Balanço energético da distribuidora D1 detalhando as sobras e déficits de energia após a otimização da contratação .....                                          | 122 |
| Figura 5.10 – Balanço Energético mensal da distribuidora D1.....                                                                                                               | 124 |
| Figura 5.11 – Balanço energético mensal da distribuidora D1 comparado ao PLD .....                                                                                             | 125 |
| Figura 5.12 – Requisito e portfólio de contratos da empresa C1 .....                                                                                                           | 131 |
| Figura 5.13 – Balanço energético da empresa C1 .....                                                                                                                           | 132 |

|                                                                                                                                                                                       |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 5.14 – Preço da opção adicionada do prêmio versus o PLD e PLD médio e sobras liquidadas na CCEE da comercializadora C1 .....                                                   | 133 |
| Figura 5.15 – Preço da opção adicionada do prêmio versus o PLD e PLD médio e preço de mercado .....                                                                                   | 134 |
| Figura 5.16 – Contratação de curto prazo PLD, PLD médio e preço de mercado .....                                                                                                      | 135 |
| Figura 5.17 – Balanço energético mensal da comercializadora C1 .....                                                                                                                  | 135 |
| Figura 5.18 – Alocação de energia agregada no patamar de carga pesada em relação aos limites de modulação dos contratos de outros supridores firmados com a distribuidora D1 ....     | 136 |
| Figura 5.19 – Alocação de energia agregada no patamar de carga média em relação aos limites de modulação dos contratos de outros supridores firmados com a distribuidora D1 ....      | 137 |
| Figura 5.20 – Alocação de energia agregada no patamar de carga média em relação aos limites de modulação dos contratos de outros supridores firmados com a distribuidora D1 ....      | 137 |
| Figura 5.21 – Alocação de energia agregada no patamar de carga pesada em relação aos limites de modulação dos contratos de outros supridores firmados com a comercializadora C1 ..... | 138 |
| Figura 5.22 – Alocação de energia agregada no patamar de carga média em relação aos limites de modulação dos contratos de outros supridores firmados com a comercializadora C1 .....  | 138 |
| Figura 5.23 – Alocação de energia agregada no patamar de carga média em relação aos limites de modulação dos contratos de outros supridores firmados com a comercializadora C1 .....  | 139 |
| Figura 5.24 – Sobra de energia por patamar de carga da distribuidora D1 .....                                                                                                         | 139 |
| Figura 5.25 – Sobra de energia por patamar de carga da comercializadora C1 .....                                                                                                      | 140 |
| Figura 5.26 – Sobra de energia por patamar de carga do Grupo (D1 +C1) .....                                                                                                           | 140 |

## Lista de Tabelas

|                                                                                                                                                                                |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 3.1 – Leilões realizados até o final do ano de 2006 .....                                                                                                               | 47  |
| Tabela 3.2 – Resultados do primeiro leilão de energia existente realizado em 16 de dezembro de 2004. ....                                                                      | 48  |
| Tabela 3.3 – Resultados do segundo leilão de energia existente realizado em 02 de abril de 2005.....                                                                           | 48  |
| Tabela 3.4 – Resultados do terceiro e quarto leilões de energia existente realizados em outubro de 2005.....                                                                   | 48  |
| Tabela 3.5 – Resultados do primeiro leilão de energia nova realizado em dezembro de 2005. .                                                                                    | 49  |
| Tabela 3.6 – Resultados do segundo leilão de ajuste. ....                                                                                                                      | 49  |
| Tabela 3.7 – Resultados do segundo leilão de energia nova .....                                                                                                                | 50  |
| Tabela 3.8 – Resultados do terceiro leilão de ajuste. ....                                                                                                                     | 50  |
| Tabela 3.9 – Resultados do terceiro leilão de energia nova .....                                                                                                               | 50  |
| Tabela 3.10 – Resultado do quinto leilão de energia existente realizado em 14 de dezembro de 2006. ....                                                                        | 51  |
| Quadro 3.11 – Limite de aquisição e repasse dos CCEAR's para o período de 2005 a 2010 ....                                                                                     | 57  |
| Quadro 3.12 – Limite de aquisição e repasse dos CCEAR's em regime permanente .....                                                                                             | 58  |
| Tabela 4.1 – Relação da empresas quotistas de Itaipu .....                                                                                                                     | 71  |
| Tabela 4.2 – Período de vigência dos CCEAR's associado a futuros leilões regulados.....                                                                                        | 78  |
| Tabela 4.3 - Desvio médio por patamar .....                                                                                                                                    | 97  |
| Tabela 5.1 – Dados de Requisito da distribuidora D1.....                                                                                                                       | 111 |
| Tabela 5.2 – Dados de Requisito da comercializadora C1.....                                                                                                                    | 111 |
| Tabela 5.3 – Informações dos contratos de compra existentes da distribuidora D1 .....                                                                                          | 112 |
| Tabela 5.4 – Informações dos contratos de compra existentes da comercializadora C1 .....                                                                                       | 112 |
| Tabela 5.5 – Produtos associados aos leilões regulados .....                                                                                                                   | 114 |
| Tabela 5.6 – Preços atribuídos aos leilões regulados .....                                                                                                                     | 115 |
| Tabela 5.7 – Preços atribuídos aos leilões regulados .....                                                                                                                     | 116 |
| Tabela 5.8 – Cenários de crescimento para a distribuidora D1 .....                                                                                                             | 116 |
| Tabela 5.9 – Probabilidade de ocorrência dos cenários e matriz de transição de cenários .....                                                                                  | 116 |
| Tabela 5.10 – Número de aberturas consideradas para a construção da árvore de cenários.....                                                                                    | 117 |
| Tabela 5.11 – Preços de Mercado adotados .....                                                                                                                                 | 118 |
| Tabela 5.12 – Valores de Referência – VR adotados.....                                                                                                                         | 118 |
| Tabela 5.13 – Preços de Liquidação de Diferenças adotados .....                                                                                                                | 118 |
| Tabela 5.14 – Verificação do limite de autocontratação .....                                                                                                                   | 125 |
| Tabela 5.15 – Energia contratada pela distribuidora D1 através de CCEAR's provenientes de energia existente ofertados em A-1 e limite de repasse dos custos de aquisição ..... | 127 |
| Tabela 5.16 – Energia contratada pela distribuidora D1 através de CCEAR's provenientes de energia existente ofertados em A-3 e limite de repasse dos custos de aquisição. .... | 128 |

|                                                                                                                                            |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Quadro 5.17 – Cálculo do Montante Inicial - MI, Montante de Reposição – MR e Limite Inferior de Contratação – LI a partir do ano A+6 ..... | 130 |
| Tabela 5.18 – Cálculo do ganho obtido com a distribuição das sobras em base mensal e por patamar em relação a distribuição constante ..... | 142 |
| Tabela 6.1 – Número de restrições e variáveis referentes ao problema proposto .....                                                        | 145 |
| Tabela 7.1 – Informações detalhadas dos contratos de compra de energia existentes da distribuidora D1.....                                 | 148 |
| Tabela 7.2 – Informações detalhadas dos contratos de compra de energia existentes da comercializadora C1.....                              | 149 |

## Nomenclatura

### *Letras Latinas*

|               |                                                                                                                                               |           |
|---------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>b</b>      | - ano do início do suprimento do contrato de energia                                                                                          |           |
| <b>C_CCEE</b> | - exposição positiva a ser liquidada na CCEE (compra)                                                                                         | [MWh]     |
| <b>CA</b>     | - custo de aquisição                                                                                                                          | [R\$/MWh] |
| <b>cc</b>     | - total de consumidores livres do sistema interligado                                                                                         | [MWh]     |
| <b>CCL</b>    | - consumo do consumidor livre                                                                                                                 | [MWh]     |
| <b>CME</b>    | - custo médio de aquisição de energia proveniente de empreendimentos de energia existente para início de entrega entre os anos de 2005 a 2008 | [R\$/MWh] |
| <b>CP</b>     | - carga própria da distribuidora                                                                                                              | [MWh]     |
| <b>CP_L</b>   | parcela da carga própria da distribuidora atendida pelo sistema de Rede Básica                                                                | [MWh]     |
| <b>CPCG</b>   | - carga própria da empresa e referida ao centro de gravidade                                                                                  | [MWh]     |
| <b>CV</b>     | - quantidade de energia do contrato de venda                                                                                                  | [MWh]     |
| <b>D</b>      | - quantidade de demanda associada a um contrato                                                                                               | [kW]      |
| <b>dd</b>     | - total de distribuidores do sistema interligado                                                                                              | [MWh]     |
| <b>E</b>      | - quantidade de energia associada a um contrato                                                                                               | [MWh]     |

|                    |                                                                                                                                                             |       |
|--------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| <b>Ect</b>         | - valor base de energia do contrato objeto do pagamento do prêmio da opção;                                                                                 | [MWh] |
| <b>EG</b>          | - produção do gerador <i>i</i> verificada na fronteira da rede básica                                                                                       | [MWh] |
| <b>EXC_1</b>       | - Sobre contratação de energia de primeiro estágio                                                                                                          | [MWh] |
| <b>EXC_2</b>       | - Sobre contratação de energia de segundo estágio                                                                                                           | [MWh] |
| <b>GF</b>          | - garantia física do gerador representada por energia assegurada, geração verificada da unidade geradora ou potência disponível das centrais termelétricas. | [MWh] |
| <b>gg</b>          | - total de geradores do sistema interligado conectados a rede básica                                                                                        | [MWh] |
| <b>LI</b>          | - limite inferior de contratação;                                                                                                                           | [MWh] |
| <b>LIM_EXC</b>     | - limite de sobrecontratação passível de ser repassado para a tarifa dos consumidores finais calculado sobre o requisito da distribuidora                   | %     |
| <b>LMMax</b>       | - limite máximo de modulação, mensal por patamar de carga, de um contrato dado em percentual do valor mensal contratado em MW médios                        | %     |
| <b>LMMin</b>       | - limite mínimo de modulação, mensal por patamar de carga, de um contrato dado em percentual do valor mensal contratado em MW médios                        | %     |
| <b><u>LMod</u></b> | - limite máximo da quantidade contratada do contrato por patamar                                                                                            | [MWh] |
| <b><u>LMod</u></b> | - limite mínimo da quantidade contratada do contrato por patamar                                                                                            | [MWh] |
| <b><u>LSaz</u></b> | - limite máximo mensal da quantidade mensal do contrato de energia                                                                                          | [MWh] |
| <b><u>LSaz</u></b> | - limite mínimo mensal da quantidade mensal do contrato de energia                                                                                          | [MWh] |
| <b>LSMax</b>       | - limite máximo mensal de sazonalização expresso como valor percentual da quantidade anual contratada em MW médios                                          | %     |

|              |                                                                                                                                                                                 |           |
|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>LSMin</b> | - limite mínimo mensal de sazonalização expresso como valor percentual da quantidade anual contratada em MW médios                                                              | %         |
| <b>M</b>     | - variável booleana, cujo valor é 0 ou 1, a qual indica a existência do pagamento do valor do prêmio do contrato de opção                                                       | -         |
| <b>MI</b>    | - montante inicial de energia elétrica dos CCEAR considerado para a apuração do MR                                                                                              | [MWh]     |
| <b>MM</b>    | - número escalar suficientemente grande e superior a quantidade total de energia associada a um contrato de opção                                                               |           |
| <b>MR</b>    | - quantidade de energia elétrica objeto de contratos que forem extintos ou tiverem previsão de redução da quantidade contratada no ano dos leilões de energia existentes em A-1 | [MWh]     |
| <b>Nh</b>    | - número de horas                                                                                                                                                               |           |
| <b>Pe</b>    | - preço de energia                                                                                                                                                              | [R\$/MWh] |
| <b>Pec</b>   | - preço de exercício do contrato de opção de compra                                                                                                                             | [R\$/MWh] |
| <b>PECL</b>  | - quantidade de energia relativa a não cobertura do mercado potencialmente livre pelo montante de energia associada a contratos provenientes de energia existente               | [MWh]     |
| <b>PEN</b>   | - penalidade aplicada a sobrecontratação de energia                                                                                                                             | [R\$/MWh] |
| <b>Pev</b>   | - preço de exercício do contrato de opção de venda                                                                                                                              | [R\$/MWh] |
| <b>PLCP</b>  | - preço de liquidação de curto prazo                                                                                                                                            | [R\$/MWh] |
| <b>PRB</b>   | - perda da rede básica                                                                                                                                                          | [MWh]     |
| <b>PRB_C</b> | - perda da rede básica atribuída à classe consumo                                                                                                                               | [MWh]     |
| <b>PRB_G</b> | - perda da rede básica atribuída à classe produção                                                                                                                              | [MWh]     |

|                  |                                                                                                      |           |
|------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Prc</b>       | - prêmio do contrato de opção                                                                        | [R\$/MWh] |
| <b>PRE1</b>      | - preço de referência para repasse da sobrecontratação de primeiro estágio                           | [R\$/MWh] |
| <b>Q3</b>        | - quantidade total adquirida nos leilões realizados no ano A-3                                       | [MWh]     |
| <b>Q5</b>        | - quantidade total adquirida nos leilões realizados no ano A-5                                       | [MWh]     |
| <b>Qa</b>        | - quantidade anual associada a um contrato de energia                                                | [MWh]     |
| <b><u>Qa</u></b> | - quantidade mínima anual do contrato de energia                                                     | [MWh]     |
| <b><u>Qa</u></b> | - quantidade máxima anual do contrato de energia                                                     | [MWh]     |
| <b>Qm</b>        | - quantidade mensal de contrato de energia com sazonalização pré-definida                            | [MWh]     |
| <b>REC</b>       | - quantidade de energia associada ao recurso da empresa                                              | [MWh]     |
| <b>REC_G</b>     | - recurso do gerador                                                                                 | [MWh]     |
| <b>RECA</b>      | - quantidade de energia associada ao recurso anual                                                   | [MWh]     |
| <b>RECM</b>      | - recurso total de uma empresa nos 12 meses anteriores ao mês de apuração do lastro de contratação   | [MWh]     |
| <b>REQ_CL</b>    | - requisito do consumidor livre                                                                      | [MWh]     |
| <b>REQ_D</b>     | - requisito da distribuidora                                                                         | [MWh]     |
| <b>REQA</b>      | - quantidade de energia referente ao requisito anual                                                 | [MWh]     |
| <b>REQM</b>      | - requisito total de uma empresa nos 12 meses anteriores ao mês de apuração do lastro de contratação | [MWh]     |

|                        |                                                                                                                                                                                                                |           |
|------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Saz<sub>a</sub></b> | - coeficiente de sazonalização calculado a partir da divisão da quantidade de energia do mês j do ano anterior pela quantidade anual de energia do ano anterior quantidade mínima anual do contrato de energia |           |
| <b>SE</b>              | - valor medido de energia no ponto de conexão                                                                                                                                                                  | [MWh]     |
| <b>Td</b>              | - tarifa de demanda                                                                                                                                                                                            | [R\$/kW]  |
| <b>Te</b>              | - tarifa de energia                                                                                                                                                                                            | [R\$/MWh] |
| <b>V_CCEE</b>          | - exposição negativa a ser liquidada na CCEE (venda)                                                                                                                                                           | [MWh]     |
| <b>VL3</b>             | - valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano A-3, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas                 | [R\$/MWh] |
| <b>VL5</b>             | - valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano A-5, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas                 | [R\$/MWh] |
| <b>VLE</b>             | - valor médio ponderado da aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de A-1                                                                                          | [R\$/MWh] |
| <b>VR</b>              | - Valor Anual de Referência                                                                                                                                                                                    | [R\$/MWh] |
| <b>z</b>               | - ano de término do suprimento do contrato de energia                                                                                                                                                          |           |

### ***Letras Gregas***

|                            |                                                                                      |   |
|----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|---|
| <b><math>\beta</math></b>  | - taxa de desconto mensal                                                            | % |
| <b><math>\alpha</math></b> | - período expresso em número de meses do mês de início ao final do período de estudo |   |

- $\delta$  - coeficiente de ponderação aplicado à parcela de despesa de compra de energia de empresas de partes não relacionadas e receita de compra de energia de empresa de partes relacionadas
- $\gamma$  - coeficiente de ponderação aplicado a parcela de compra de energia de novos contratos, exposição a compra e venda na CCEE, receita sobre a sobra de 1º estágio e penalidade sobre a sobra de 2º estágio.
- $\sigma$  - cenário de requisito da empresa distribuidora
- $\omega$  - probabilidade de ocorrência do cenário de requisito
- $\pi$  - número de cenários de requisito
- $\epsilon$       variável de folga [MWh]
- $\chi$  - contratos de compra de energia da empresa  $e$  registrados na CCEE, exceto CCEAR, no ano  $i$ , no mês  $j$

### ***Sobrescritos***

- c**      - número de contratos de venda da empresa  $e$
- d**      - Distribuidora
- e**      - empresa simulada
- f**      - contrato bilateral de compra de energia adquirido de empresas de partes não relacionadas, empresas de partes relacionadas não simuladas ou CCEAR's já firmados
- g**      - contrato de opção de compra de energia adquirido de empresas de partes não relacionadas, empresas de partes relacionadas não simuladas e produtos associados a leilões futuros de compra de energia
- hh**    - número de contratos de suprimento da distribuidora  $D$  vigente no ano  $i$  e com início de suprimento anterior ao ano  $i$

- ii** - número de contratos de suprimento da distribuidora  $D$  vigente no ano  $i-1$
- jj** - número de CCEAR's da distribuidora  $D$  vigente no ano  $i-1$
- k** - contrato de opção de venda de energia adquirido de empresas de partes não relacionadas, empresas de partes relacionadas não simuladas e opções de leilões de compra de energia
- kk** - CCEAR proveniente de energia existente com início de suprimento no ano  $i$
- l** - contrato inicial
- ll** - CCEAR's proveniente de energia existente vigente no ano  $i$
- m** - contrato de compra de energia adquirido de empresas de partes relacionadas e simuladas
- n** - contrato de opção de compra de energia adquirido de empresas de partes relacionadas e simuladas
- o** - contrato de opção de venda de energia adquirido de empresas de partes relacionadas e simuladas
- Op** - Especifica um contrato como opção ou CCEAR relacionado a leilões regulados futuros
- q** - número de empresas simuladas
- r** - número de anos do horizonte de simulação

### ***Subscritos***

- CCEAR** - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
- CI** - Contrato Inicial
- i** - ano
- IT** - contrato de Itaipu

- j** - mês
- p** - patamar de carga
- x** - ponto de conexão da distribuidora

### ***Abreviações***

- ACR** - Ambiente de Contratação Regulada
- CRC** - Conta de Resultados a Compensar
- MCSD** - Mecanismos de Mitigação dos Riscos das distribuidoras
- MRE** - Mecanismo de Realocação de Energia
- PCH** - Pequena Central Hidrelétrica
- PLD** - Preço de Liquidação de Diferenças
- PPT** - Programa Prioritário de Termelétricidade
- RTE** - Recomposição Tarifária Extraordinária
- SIN** - Sistema Interligado Nacional
- TEO** - Tarifa de Energia de Otimização
- TUSD** - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
- TUST** - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
- VN** - Valor Normativo

### *Siglas*

|                |                                                                         |
|----------------|-------------------------------------------------------------------------|
| <b>ANEEL</b>   | - Agência Nacional de Energia Elétrica                                  |
| <b>ASMAE</b>   | - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica  |
| <b>BNDES</b>   | - Banco Nacional de Desenvolvimento Social                              |
| <b>CCEE</b>    | - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica                         |
| <b>CCON</b>    | - Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste                        |
| <b>CCPE</b>    | - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos |
| <b>DNAEE</b>   | - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica                     |
| <b>GCOI</b>    | - Grupo Coordenador para Operação Interligada                           |
| <b>GCPS</b>    | - Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos                    |
| <b>MAE</b>     | - Mercado Atacadista de Energia                                         |
| <b>MME</b>     | - Ministério de Minas e Energia                                         |
| <b>ONS</b>     | - Operador Nacional do Sistema Elétrico                                 |
| <b>PROINFA</b> | - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica      |
| <b>SIMPLES</b> | - Sistema de Informações de Mercado para Planejamento do Setor Elétrico |

## Capítulo 1

### Introdução

A indústria de energia elétrica brasileira passou por um processo de desregulamentação de seu mercado iniciado em meados da década de 90 e desde 2004 está sob um novo marco regulatório. A recente reestruturação da indústria está centrada na minimização do risco de déficit de suprimento e introdução de mecanismos de incentivo à contratação que favoreça a modicidade tarifária. Para tanto, foi criado um ambiente regulado com a expectativa de ser favorável ao investimento privado através da garantia da venda da energia via leilões onde a melhor oferta de preço ao consumidor passa a ser o critério de escolha da proposta vencedora.

Este ambiente regulado, denominado Ambiente de Contratação Regulada – ACR abrange todas as concessionárias de distribuição que devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado mediante contratação regulada. Os consumidores livres, também sob a responsabilidade de contratar o atendimento total de seu consumo, constituem o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Dessa forma, cabem as distribuidoras, bem como os consumidores livres ou qualquer outro agente que atenda a consumidor final, informar suas necessidades para atendimento total seus requisitos e ao Governo homologar as quantidades de energia a serem licitadas. Portanto, de um lado, a decisão da quantidade de energia a ser contratada é responsabilidade do agente que atende o consumidor final e, de outro, são oferecidas as formas de contratação pré-definidas. Esta nova regulamentação restringe as alternativas de aquisição de energia das distribuidoras, obrigando-as a contratar a totalidade de seu requisito neste novo ambiente e imputando pesadas penalidades nos casos em que a necessidade de contratação for superior ao planejado.

Além disso, com a extinção do auto suprimento (*self dealing*) e a impossibilidade de aditar contratos existentes, as relações comerciais entre empresas de um mesmo grupo estão restritas a contratos celebrados anteriormente à entrada em vigor da Medida Provisória 144 de 10 de dezembro de 2003.

Em resumo, a legislação atual estendeu o horizonte de planejamento da distribuidora associado a contratação de energia através da oferta de produtos padronizados e inserção de penalizações nas regras de repasse do custo da energia comprada o que adicionalmente ampliou a complexidade regulatória. A figura 1.1 possui como finalidade representar o aumento da incerteza no processo de planejamento da contratação da distribuidora em comparação com a regulação anterior apontando os principais fatores relacionados a previsão de mercado e aspectos regulatórios ligados ao tema.

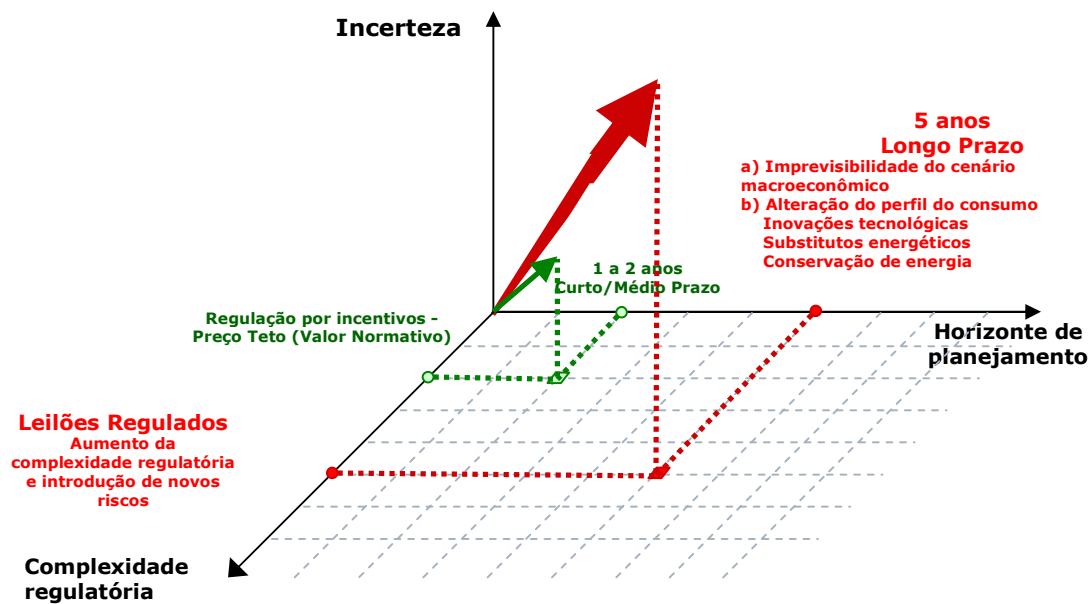


Figura 1.1 – Representação do aumento da incerteza no processo de aquisição de energia instituído pela legislação atual em comparação com as regras do modelo anterior

Portanto, este novo conceito de mercado exige das empresas ou grupo de empresas que atendam consumidores finais, além do refinamento da metodologia de previsão de mercado e carga, a busca de novas estratégias de contratação em consonância com a nova regulamentação e com o intuito de explorar as oportunidades deste novo ambiente.

Fica evidente que o modelo institucional do setor elétrico, instituído pela Lei 10848 de 15 de março de 2004, apresenta aos agentes de mercado novos riscos e oportunidades exigindo, sobretudo, esforços adicionais das atividades de planejamento a fim de criar soluções e estabelecer estratégias que minimizem as penalidades e explorem as possibilidades de agregação de valor.

Sendo assim, o novo desafio nas atividades de comercialização para as empresas baseia-se em:

1) Dar suporte à tomada de decisão na escolha dos produtos relacionados aos leilões do ACR que atendam adequadamente as necessidades das empresas distribuidoras ao menor custo possível;

2) Alocar contratos existentes de terceiros firmados anteriormente a instituição do modelo setorial atual de forma a não prejudicar os relacionamentos comerciais internos de um mesmo grupo econômico quando existirem;

3) Alocar de forma ótima as quantidades mensais de contratos explorando as flexibilidades de sazonalização e modulação;

4) Avaliar os riscos das estratégias definidas anteriormente.

Dessa forma, há a necessidade da elaboração de uma metodologia para o planejamento energético das empresas distribuidoras, comercializadoras, geradoras ou grupo de empresas voltado às inovações incorporadas pelas regras vigentes e cujo objetivo seja a busca do aumento da produtividade sob a mitigação do risco da incidência de penalidades.

Neste trabalho, apresenta-se a proposta de metodologia, baseada em um modelo de otimização estocástica que representa adequadamente os relacionamentos comerciais entre empresas de um mesmo grupo econômico, a qual possui como princípio obter o ponto ótimo global de contratação baseado em: 1) estabelecer as quantidades a serem contratadas nos leilões regulados; 2) determinar a alocação das quantidades contratadas que atendam a totalidade do requisito de forma a minimizar a despesa total de energia comprada; 3) explorar as flexibilidades dos contratos face às oportunidades de ganho em função das diferenças entre patamares do preço de mercado de curto prazo.

De maneira a situar o leitor em uma perspectiva de evolução histórica, apresenta-se no Capítulo 2 uma síntese do desenvolvimento da indústria da eletricidade em nível internacional e no Brasil. A seguir, apresenta-se no Capítulo 3 uma conceituação geral e aspectos específicos da comercialização de energia elétrica incluindo as regras vigentes introduzidas pelas mudanças recentes do marco regulatório, bem como as formas de contratação com proteção a riscos. O Capítulo 4 aborda a metodologia e formulação do modelo de otimização proposto. Finalmente, nos Capítulos 5 e 6 são apresentados o estudo de caso, os principais resultados obtidos e as conclusões sobre a viabilidade da metodologia aplicada a um grupo de empresas composto por uma empresa comercializadora e uma empresa distribuidora.

## **Capítulo 2**

### **Síntese histórica sobre o desenvolvimento da indústria da eletricidade**

#### **2.1. Contexto internacional**

A indústria da energia elétrica surgiu no final do século XIX, nos Estados Unidos, como sistemas isolados chamados de “ilhas elétricas” onde as unidades de produção eram conectadas ao mercado consumidor (OLIVEIRA, 1997). O sucesso das empresas de energia estava diretamente ligado ao crescimento de seu mercado e a forma de como sustentar este crescimento através da expansão da oferta e do sistema de transporte.

Neste contexto, o dinamismo do mercado de cada região isoladamente atendida e a eficiência das empresas eram refletidos nas tarifas de fornecimento ao consumidor final. As desigualdades tarifárias e a qualidade dos serviços prestados geraram insatisfação de consumidores das áreas mais afetadas culminando na criação das primeiras comissões públicas estaduais de fiscalização.

Em um segundo momento, nasceu a idéia de um mercado interconectado como forma de explorar as economias de escala, de escopo e integração de espaços estabelecendo condições para a rápida expansão da demanda (BICALHO, 2005). No entanto, a viabilidade do sistema interligado esbarrou nos elevados e irrecuperáveis custos de transmissão além do risco e dos custos envolvidos da concorrência na ocupação pelo mercado de outras companhias.

Como solução para a partilha dos custos associados a operação, manutenção e expansão do sistema de transporte surgiu a idéia de cooperação e não concorrência entre as empresas. Esta iniciativa suscitou na implementação de contratos a fim de estabelecer padrões técnicos comuns, regras de partilha dos custos e benefícios e monitoramento da influência de cada empresa no sistema de transmissão.

O estabelecimento de tais contratos culminou em significativos custos e, conseqüentemente, na fusão das empresas gerando outras duas restrições; a primeira, de ordem operativa, ligada ao acordo de acionistas; e a segunda, de ordem política, associada o poder de mercado e a caracterização do monopólio natural.

A fim de regular estes novos monopólios, o Congresso dos EUA promulga em 1935 a *Public Utility Holding Company Act – PUHCA* o qual delimitou a área de concessão das empresas, instituiu mecanismos regulatórios, estabeleceu poderes aos reguladores estaduais, principalmente sobre tarifas e expansão da capacidade da oferta, introduziu fortes limitações para a atuação dos agentes e permitiu a indústria de energia elétrica ser operada por capitais privados.

De fato o PUHCA foi o ato federal que sancionou e delimitou o processo de apropriação das oportunidades advindas da indústria de redes, aceitando os princípios de gestão das empresas elétricas e a organização dos mercados em torno do monopólio regional verticalizado (BICALHO, 2005).

Na Europa a postergação da reorganização da indústria de energia elétrica deu-se em função da dificuldade em conciliar interesses privados distintos e da instabilidade política (OLIVEIRA, 1997).

Após a Segunda Guerra, com a necessidade da rápida reconstrução da infra-estrutura e desejo político de reforçar a coesão do espaço geográfico, o Estado foi induzido a assumir o processo de reorganização da indústria de energia elétrica tendo como marcos importantes a estatização de empresas de eletricidade na França, em 1946, e na Inglaterra, em 1947. Outros países mantiveram a estrutura, mas a intervenção do Estado foi crescente.

Dessa forma, tanto nos EUA como na Europa a estrutura era a mesma definindo assim os pilares do arcabouço institucional:

- 1) Grandes monopólios sob a supervisão do Estado
- 2) Sistema tarifário pelo custo do serviço: ressarcimento dos custos e remuneração garantida para os investimentos das empresas

Os países em desenvolvimento, como o Brasil, seguiram o caminho similar ao dos países desenvolvidos com o apoio técnico de órgãos internacionais multilaterais de crédito que sugeriam a presença maciça do Estado na indústria de energia elétrica.

Sem sombra de dúvidas os benefícios da centralização e concentração na indústria de energia elétrica foram enormes, principalmente do ponto de vista econômico. Foram obtidas a redução da demanda de pico agregada do sistema, redução nos custos de construção das centrais elétricas devido a economia de escala, redução dos custos operacionais com a maior eficiência na operação de centrais de maior escala, otimização do despacho minimizando o uso de combustíveis e aproveitando a diversidades tecnológicas das centrais, melhoria na qualidade do serviço em função do aumento da confiabilidade e, por fim, a uniformização de normas técnicas através da economia de escala na produção de equipamentos.

Em contrapartida, surgiu o crescimento de investimentos unitários em função da necessidade de plantas com capacidade instalada maior e aumento do tempo de maturação do projeto. Além disso, aumentou a incerteza quanto ao comportamento da demanda que necessitava ser antecipada para um período cada vez mais distante no tempo para viabilizar projetos de larga escala.

Para enfrentar estes riscos eram necessários mecanismos de coordenação das expectativas de longo prazo visando minimizar os custos de financiamento dos projetos consagrando, dessa forma, o monopólio como forma institucional de defesa contra possíveis reveses futuros e a tarifa pelo custo do serviço com a finalidade de garantir a margem de lucro das empresas.

A estrutura monopolista foi responsável por criar oportunidades para a melhoria da eficiência econômica, reduziu custos operacionais e promoveu a concentração de capitais que foram fundamentais para explorar oportunidades de economia de escala. A concentração reduziu riscos agregados e permitiu a organização de fluxos financeiros significativos para a indústria de energia elétrica o que foi fundamental para a rápida ampliação da escala das centrais de geração.

Como resultado de todo esse processo ocorreu a redução das tarifas reais e melhoria da qualidade dos serviços.

Entretanto, em meados da década de 70, surgiram os primeiros sinais de degradação desta estrutura. Com as oportunidades de exploração de economia de escala criadas pela interligação dos sistemas chegando ao fim, pelo menos nos países industrializados, inicia-se um ciclo de tarifas crescentes e a deterioração do desempenho econômico.

A crise do petróleo reverteu a longa tendência de baixa dos preços dos combustíveis o que levou ao aumento significativo dos custos operacionais das centrais elétricas de base térmica. Além

disso, houve o aumento dos preços dos equipamentos e custos de construção impactando, sobretudo, os custos de investimento. Um pouco mais tarde, com a adoção de políticas monetárias austeras pelos países industrializados, houve a elevação da taxa de juros culminado em um aumento significativo dos custos financeiros das companhias da indústria de energia elétrica.

Neste contexto, a energia nuclear, que viria a tomar o lugar da produção através de combustíveis fósseis, ainda gerava dúvidas em relação a sua viabilidade econômica e não apresentava uma solução para os resíduos e, portanto, não poderia substituir plenamente os combustíveis fósseis como fonte de energia.

Posteriormente, houve a estabilização dos custos de construção e a redução da taxa de juros, mas persistiam as incertezas quanto aos preços dos combustíveis e a preocupação com a mitigação de riscos ambientais dificultou a consolidação da energia nuclear com fonte alternativa de energia.

Desaparecem, assim, as condições favoráveis de financiamento, os governos não dispunham mais de fluxo fiscal suficiente para oferecer crédito barato para a expansão e os organismos multilaterais de crédito mudaram sua política de financiamento para a indústria de energia elétrica.

As empresas passaram a buscar financiamento no mercado de capitais a custos superiores e nos países em desenvolvimento estes recursos praticamente desapareceram. Além disso, esgotavam-se as oportunidades de economia de escala, o aumento da escala das centrais produzia elevação nos custos e enfrentavam restrições quanto à legislação ambiental.

Outro fator importante estava relacionado à projeção da demanda a qual era baseada no histórico do crescimento e determinava o ritmo da entrada de novas unidades de produção. Com a redução da taxa de crescimento, novas centrais entravam em operação sem que houvesse mercado a ser atendido caracterizando capacidade ociosa no sistema. Todos estes fatores aumentavam os custos das empresas que, no final da cadeia de suprimento, eram repassados às tarifas no final da cadeia de suprimento.

Os sucessivos aumentos tarifários provocaram descontentamento do governo e consumidores. Estes passaram a perceber que as concessionárias estavam suportadas pela sua condição monopolista e pela natureza do sistema tarifário fundamentado no custo do serviço e estas eram as razões que explicavam a desatenção com relação aos custos dado que a remuneração dos investimentos estava garantida.

A remuneração garantida induzia ao sobre investimento e os prejuízos e erros de planejamento eram transferidos ao consumidor final diferentemente do que ocorre nos mercados competitivos onde as empresas são responsáveis e arcam com as consequências de suas estratégias equivocadas. Portanto, a regulação como havia sido concebida para gerir as particularidades do setor elétrico era apontada como a origem da ineficiência da indústria de energia elétrica.

Averch & Johnson (1962) mencionaram a identificação de distorções potenciais na regulação pelo custo do serviço que levariam a ineficiências alocativas, estimulariam as empresas a utilizarem equipamentos intensivos em capital e sobre dimensionados com a finalidade de ampliar seus lucros. Contudo, há controvérsias com relação a essa afirmação, o emprego de equipamentos com capacidade além da necessária pode ser explicado pela característica da própria indústria de explorar as oportunidades de redução de custos sob a incerteza do crescimento da demanda (BICALHO, 2005).

Independentemente da origem ou do fato que originou o esgotamento da indústria, ganha força a idéia da reforma da indústria da energia elétrica através da desregulamentação do setor, introdução da concorrência e, conseqüentemente, diminuição da intervenção do Estado. O processo iniciou-se nos EUA, mas foi na Inglaterra que a reforma foi mais radical (OLIVEIRA, 1997).

Iniciada na década de 80, a reforma inglesa introduziu ao mesmo tempo a desverticalização, a concorrência, inovações no regime tarifário, a estrutura e sistemática de contratos, um novo regime regulatório e a privatização (OLIVEIRA, 1997). A reestruturação alterou a escalada crescente dos custos e impulsionou a reforma em todo o mundo.

## **2.2. Contexto brasileiro**

A indústria de energia elétrica foi introduzida no Brasil inicialmente pelo grupo canadense *Light* o qual obteve as concessões no Rio de Janeiro e São Paulo em 1897.

Sem nenhum controle federal sobre a concessão de serviços públicos de energia, cada município estabelecia suas próprias regras. Geralmente as concessionárias praticavam elevadas tarifas, sendo reajustadas mensalmente e indexadas metade em moeda nacional e metade tendo como base a cotação do ouro. Sob este regime tarifário, investidores estrangeiros dominaram o mercado de energia elétrica e a oferta de energia crescia 7,6 % ao ano no período de 1900 a 1930 (OLIVEIRA, 2003).

A Grande Depressão, de 1929, impactou fortemente a economia brasileira provocando uma profunda recessão e despertando a insatisfação da classe média com relação ao governo vigente. Todo esse processo acarretou na instalação de um governo revolucionário com um extremo sentimento nacionalista.

Neste contexto, sucessivas ações governamentais indicavam um crescente protecionismo do setor industrial brasileiro e os nacionalistas defendiam o ponto de vista de que a indústria de energia elétrica possuía um papel estratégico e, portanto, não poderia estar sob controle estrangeiro.

Em 1934, o governo adotou o Código de Águas o qual atribuía ao Governo Federal a propriedade e direitos sobre os recursos hídricos e a autoridade de regular os serviços relacionados à energia elétrica. Além disso, foi introduzido o regime tarifário pelo custo do serviço. O novo regime tarifário utilizado e outros aspectos econômicos desestimularam os investidores estrangeiros, no entanto, a demanda por energia continuava a aumentar em função do desenvolvimento industrial. Como resultado, foi necessário racionar energia em uma série de cidades criando uma série de problemas para o crescimento do país.

A partir disso, o governo passou a investir na produção de energia com o objetivo de reduzir a escassez de oferta tendo como iniciativa a criação de quatro empresas regionais: CHESF (1945), Furnas (1947), Eletrosul (1968) e Eletronorte (1972). Além disso, assumiu a coordenação do desenvolvimento da indústria de energia elétrica, através da criação da Eletrobrás em 1962, e criou taxas e buscou recursos nos fundos multilaterais de investimento para financiar a expansão da capacidade de geração. Estes fatores permitiram um crescimento médio da oferta de 8,8% ao ano no período de 1945 a 1970 (OLIVEIRA, 2003).

Como em outros países, o monopólio sob controle federal e a integração promoveram a economia de escala e escopo aumentando a produtividade das empresas e conseqüentemente reduzindo os custos. Além disso, o governo permitiu que a depreciação dos ativos pudesse ser reavaliada em função da evolução da inflação e criou a Conta de Resultados a Compensar – CRC a fim de reduzir os riscos do financiamento de novos projetos e manter os investimentos na expansão.

Com a instituição da CRC passou a ser permitido que as empresas alocassem nesta conta, e em seus balanços, a diferença entre o resultado que garantia a taxa de retorno dos projetos (entre 10% e 12%) e o efetivamente apurado sempre que as tarifas não fossem suficientes para garantir a taxa de

retorno esperada. O montante acumulado da CRC era repassado aos consumidores através de reajustes tarifários futuros.

Em 1977, o governo introduziu o regime de tarifa única para todo o país e, com isso, consumidores de diferentes regiões passaram estar sob a mesma estrutura tarifária. Neste novo regime tarifário as empresas, cujas áreas de concessão eram econômica e industrialmente desenvolvidas e contavam com densidades de carga elevadas e custos de operação mais baixos, passaram a serem obrigadas a transferir parte de seus resultados para empresas deficitárias.

Dado que este regime era baseado nos custos esta medida incentivou a desatenção das empresas quanto ao controle de seus custos e como resultado as tarifas aumentaram rapidamente (OLIVEIRA, 2003). Apesar das tarifas serem reguladas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE era o Ministério da Fazenda o órgão responsável por aprovar o repasse dos custos aos consumidores finais. Preocupado com o crescimento da inflação, o Ministério da Fazenda relutou em repassar os custos das companhias para o consumidor final e passou a alocar a parcela não reconhecida dos custos na CRC (OLIVEIRA, 2003).

A desvalorização da moeda em função da crise de débito da América Latina e a segunda crise do petróleo pressionaram a inflação e o déficit fiscal provocando recessão. O governo passou a reajustar as tarifas abaixo da inflação. Como consequência destas medidas, as empresas decidiram suspender os pagamentos aos geradores federais sob a alegação de não conseguirem mais suportar retenção do repasse de seus custos. A partir disso, em 1987, o Ministério de Minas e Energia – MME institui um grupo de trabalho para avaliar a crise e propor soluções. Este grupo identificou três problemas críticos (OLIVEIRA, 2003).

- O primeiro era de ordem política e apontava que o estado gerenciava mal as empresas e os interesses dos consumidores eram relegados ao segundo plano;
- O papel de coordenação da Eletrobrás estava sob júdice;
- As tarifas eram ajustadas para atender políticas econômicas, sociais e regionais e não atendiam a necessidade crucial das empresas que era a viabilidade financeira.

Em 1993, o governo iniciou o processo de abertura do setor elétrico permitindo o livre acesso ao sistema de transmissão na esperança de atrair investimento privado na expansão através da instalação de Produtores Independentes de Energia – PIE.

Neste contexto, as tarifas de geração quase dobraram atingindo uma média de US\$ 62/MWh (OLIVEIRA, 2003), ocorre a queda do regime que mantinha a equalização tarifária para todo o país e o Governo Federal repassa às empresas R\$ 26 Bilhões em créditos da CRC acumulados em seus balanços tornando-as financeiramente viáveis novamente (Lei 8631, 1993).

Todas estas medidas não foram suficientes para alterar profundamente a estrutura da indústria de energia elétrica e, em 1995, o governo aprova emendas<sup>1</sup> para facilitar a liberalização do mercado e privatização das empresas de energia colocando o Banco Nacional de Desenvolvimento Social – BNDES como coordenador do processo de privatização.

Cabe destaque à política macroeconômica do Brasil implantada pelo governo Fernando Henrique Cardoso. As privatizações eram cruciais para atrair capital externo, fechar o balanço de pagamentos, sustentar a taxa de câmbio e manter baixa a inflação (BICALHO, 2006). Embora fosse presente, a crise da indústria de energia elétrica não foi o principal motivo para a desregulamentação.

A estratégia inicial foi privatizar as empresas distribuidoras, seguidas das empresas geradoras e finalmente as transmissoras. Contudo o BNDES, não possuía uma estratégia para a reforma do setor como um todo. Era necessário um regime tarifário que representasse baixo risco regulatório a fim de atrair investidores privados.

Dessa forma, o poder concedente adotou o regime de *price cap*, o mesmo aplicado na Inglaterra e País de Gales, que garantia o repasse dos custos não gerenciáveis – basicamente compra de energia e encargos setoriais - aos consumidores finais e demais custos seriam corrigidos pelo índice de inflação (IGPM) deduzido o fator X que refletiria o ganho esperado de produtividade a cada ano. Embora fosse assegurada uma justa taxa de retorno, persistia a falta de confiança dos investidores quanto ao regulador. A fim de solucionar o impasse, em 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL foi criada como um regulador independente em substituição ao DNAEE.

---

<sup>1</sup> A emenda constitucional nº 6, de 15 de agosto de 1995, foi um dos mais importantes atos do Governo Fernando Henrique Cardoso para a implantação do processo de privatização

Com essas medidas, o BNDES consegue privatizar duas distribuidoras sob controle federal – ESCELSA e LIGHT. A partir daí, o BNDES insere o MME e a Eletrobrás no processo de desestatização e uma ampla discussão é aberta para a definição da reforma do setor. No entanto, este processo caminhava lentamente obrigando o BNDES a pressionar o MME levando o governo a retomar o processo de privatização da empresas geradoras em 1998.

Neste momento é criada uma instituição de papel crucial no novo modelo – o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS – com a atribuição de despachar as unidades geradoras e operar o Sistema Interligado Nacional – SIN. É criado também o Mercado Atacadista de Energia – MAE.

A fim de reduzir o risco comercial dos investidores em hidroeletricidade insere-se o conceito de Energia Assegurada e o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE com o intuito de diluir o risco hidrológico entre todas as hidrelétricas.

A introdução da Energia Assegurada e principalmente do MRE, tornou possível ao ONS operar de forma coordenada e despachar as unidades geradoras buscando a minimização do custo total de operação. Sob o aspecto comercial, foi estabelecido um período de transição através da assinatura dos Contratos Iniciais. Os Contratos Iniciais são contratos de suprimento de energia com vigência de 1998 a 2005 com decaimento da quantidade contratada a uma taxa de 25% ao ano a partir de 2003. Quando instituídos, os Contratos Iniciais atendiam plenamente as necessidades das distribuidoras e esta regra de transição foi considerada necessária devido ao preço da energia das usinas existentes ser aproximadamente a metade do custo estimado das novas fontes de suprimento de energia naquele momento. Desse modo, era preocupante o risco de um aumento intolerável das tarifas e pressão inflacionária caso fosse imediatamente introduzida a livre negociação de energia.(OLIVEIRA, 2003). Após firmados os CIs, passou a ser permitido transações bilaterais livremente negociadas entre distribuidores, geradores e consumidores livres e essas operações liquidadas no MAE assim como foi permitida a comercialização de curto prazo no mercado *spot*.

A fim de não permitir que as distribuidoras operassem através de compras expressivas de curto prazo motivadas pelo baixo preço da energia devido ao excesso de oferta, a legislação estabeleceu que estas empresas mantivessem, no mínimo, 85% de seu requisito atendido através de contratos de

compra de energia de longo prazo<sup>2</sup>(Lei 9.648, 1998). Além disso, foram estabelecidos preços máximos para repasse às tarifas de consumidores finais relativos ao custo de aquisição de energia.

Neste contexto, o processo de reestruturação ocorreu rapidamente com a privatização de 16 distribuidoras e 4 geradoras, as linhas de transmissão passaram a serem licitadas pela ANEEL e vários investidores privados solicitavam a ANEEL licença para construir novas centrais elétricas (OLIVEIRA, 2003).

Cabe salientar a mudança da conotação que o produto energia elétrica ganha no processo de desregulamentação impulsionado pela introdução da competitividade. Com a desverticalização dos processos de produção e transporte, o produto *energia elétrica* passa a ser visto como uma *commodity* e emerge a atividade de comercialização, que até então era pouco desenvolvida, assim como o surgimento de novos agentes - os comercializadores.

Apesar de o processo de liberalização possibilitar todos os benefícios da comercialização, este também promoveu uma realocação dos riscos entre os agentes do mercado. Quando sob o controle estatal os riscos que envolviam as tomadas de decisão e definições da estratégia da indústria eram diluídos por todos os agentes do mercado. Em último caso, eram repassados aos consumidores os riscos de estratégias de investimento equivocadas. Quando havia excesso de oferta, as tarifas aumentavam o tanto quanto necessário para remunerar a capacidade ociosa. Quando havia escassez, como no caso de severas secas, os consumidores eram forçados a reduzir o consumo.

Contudo, a reestruturação da indústria de energia elétrica passou a alocar riscos aos geradores e distribuidores sob a alegação de que se tratavam de empresas privadas, competitivas, e mais capazes de gerir estes riscos quando comparadas as empresas estatais. Portanto, não havia garantia do retorno dos projetos de geração e a volatilidade do crescimento da economia introduzia riscos adicionais.

Ao passo que os agentes passavam a assumir os riscos sistêmicos, os investimentos em geração térmica eram dificultados. Os custos da geração a gás natural, pressionados pelos níveis de *take or pay* de gás, e as regras de despacho obrigavam aos projetos a firmar contratos de venda de energia de longo prazo abrangendo quase a totalidade da capacidade instalada. Entretanto, os maiores compradores, as distribuidoras, possuíam limites para repasse dos custos de energia aos consumidores

---

<sup>2</sup> Foi definido que contratos de longo prazo seriam aqueles com período de suprimento superiores a 24 meses

(Resolução ANEEL 266, 1998) os quais não viabilizavam o fechamento de contratos com os geradores térmicos.

Outro aspecto relevante reside no fato de grande parte do preço da energia proveniente de termelétricidade estava indexado ao dólar ou a variação do preço do gás no mercado internacional. Portanto, o elevado preço da energia oriunda das termelétricas a gás natural associada a volatilidade dos indexadores não agradavam aos distribuidores que estavam preocupados com a elevação das tarifas ao consumidor final em função da aquisição desta energia.

Com a crise de 1999 e a desvalorização do real frente ao dólar, a percepção do risco de preços associados à moeda estrangeira ficou clara para todos os agentes e poucos investidores conseguiram levar em frente seus projetos (OLIVEIRA, 2003). No final do mesmo ano, o ONS alertava para a situação crítica do nível dos reservatórios. O governo, no sentido de atrair investimentos para a expansão da oferta, cria o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT o qual contemplava uma série de incentivos como um instrumento para redução da volatilidade dos preços do gás, uma linha de financiamento junto ao BNDES para equipamentos nacionais e a redução dos preços do gás para estes projetos. Inicialmente uma série de projetos foi lançada, muitos em associação com a Petrobrás, totalizando 17 GW de potência total instalada. Entretanto, boa parte dos projetos não obteve sucesso devido as seguintes razões (OLIVEIRA, 2003):

- Ambientalistas se opunham aos projetos devido ao impacto ambiental causado pelo despacho da parcela inflexível das plantas;
- Face a experiência vivida com a recente desvalorização cambial, persistia a indisposição dos distribuidores em fornecer contratos de compra de energia de longo prazo motivados pelo fato do risco de não repasse dos custos às tarifas;
- O incentivo através da linha de crédito do BNDES disponibilizada apenas para a compra de equipamentos nacionais produzia pouco efeito, pois a grande maioria dos equipamentos associados a produção a ciclo combinado eram importados;
- Apesar do mecanismo de redução da volatilidade dos preços, o preço do gás ainda era visto como um risco potencial pelos investidores.

Dos motivos expostos, a aversão das distribuidoras a instabilidade do real frente ao dólar pode ser apontado como preponderante para a inviabilização do PPT. Face ao peso de componentes importados no custo total dos empreendimentos a gás natural, era bastante significativa a parcela do preço de energia reajustada tendo como base a variação cambial. e, conseqüentemente, seu impacto sobre as tarifas dos consumidores finais. Outro aspecto a ser ressaltado era a adequação dos índices de reajuste do preço final da energia a estrutura de custos do projeto, o que poderia levar ou ao risco de não repasse integral dos custos às tarifas ou a não cobertura dos custos do projeto.

Neste contexto, pesava a inexistência de um órgão governamental ou entidade responsável pelo planejamento integrado de longo prazo ou definição de políticas para a expansão da oferta. O Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, criado em 1999 (Portaria MME 150,1999) para coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, possuía a atribuição de elaborar estudos apenas de caráter indicativo, e não determinativo como o papel desempenhado, até então, pela Eletrobrás e MME. A opção pela mudança de postura do Governo em relação ao planejamento estava baseada na premissa de que o mercado seria auto regulado.

De fato, toda a reforma da indústria de energia elétrica estava pautada pela lógica macroeconômica de curto prazo sendo o processo de privatização seu foco e ação essencial para a manutenção da política econômica. Aliado a isso, a reestruturação feita pelo Brasil era radical caracterizando-se pela saída do Estado do papel de produtor para a entrada do capital privado.

A agressividade da reforma atribuía ao Estado o papel de Regulador e demandava ações no sentido de criar incentivos e a sinalização correta para estimular a inserção da iniciativa privada na indústria principalmente na expansão da oferta. Em suma, a reforma como implementada exigia um esforço demasiado e relevante no exercício de sua nova função.

Além disso, a característica hidrelétrica do sistema brasileiro era historicamente marcada pelo elevado grau de coordenação em sua operação em detrimento das ações individuais dos agentes. Portanto, a premente introdução da competição pregada pela reforma colidiu com a forte cultura estatal centralizadora.

Com isso, ao passo que a privatização era impulsionada pela necessidade de estabilização econômica a instituição da competição encontrava resistência nas características culturais e

estruturais da indústria de energia elétrica brasileira e, principalmente, nas dificuldades de coordenação institucional.

Em resumo, diferentemente do que pregava a desregulamentação, a inserção da competitividade ampliava a necessidade de coordenação, mas de natureza diferente da vivida pela indústria até então. A coordenação aqui descrita é fruto de um conjunto de ações e regulamentações capazes de orientar capital privado ao investimento da expansão da oferta e não acreditar cegamente na força estruturante da auto regulação do mercado.

Sob esta conjuntura, em 2001, os maiores subsistemas do SIN, Sudeste – Centro Oeste e Nordeste, estavam com o nível de seus reservatórios extremamente baixos. Com a baixa afluência aos reservatórios das regiões Sudeste e Nordeste o Governo foi obrigado a impor o racionamento de energia, através do Plano de Redução do Consumo de Energia Elétrica, estabelecendo a quota de redução de 20% do consumo de energia, penalidades a todos que violassem as metas e bônus aos consumidores residenciais que cumprissem com folga suas quotas.

Aos consumidores industriais foi permitida a troca de certificados de energia como uma forma de compensação entre aqueles que possuíam maior flexibilidade de redução de consumo e outros onde o cumprimento da meta não era possível. Inusitadamente, em meio à crise, surgiu uma das maiores experiências de comercialização da indústria de energia elétrica brasileira. As distribuidoras e comercializadoras passaram a negociar os certificados e foi instituído um leilão de certificados de energia pelo MAE.

Contudo, o racionamento do consumo em 2001-2002 produziu profundas marcas na indústria de energia elétrica brasileira. A drástica redução do consumo impactou fortemente a receita e o equilíbrio econômico financeiro das empresas distribuidoras. Além disso, o instrumento constante dos Contratos Iniciais, denominado ANEXO V, que regia o relacionamento comercial entre as contrapartes na hipótese de racionamento de energia não era suficientemente claro e eficaz culminando na divergência entre geradores e distribuidores quanto a sua aplicação.

De qualquer forma, mesmo com aplicação do Anexo V, os efeitos negativos do racionamento recaíram sobre todos os agentes e com o argumento de evitar a paralisação de investimentos no setor e evitar uma inadimplência generalizada (SAUER, 2002), o Governo lançou o Acordo Geral do Setor Elétrico (Lei 10438, 2002) que previa a criação de programas de financiamento do BNDES aos agentes do Setor Elétrico, em caráter emergencial e excepcional, (SAUER, 2002) e a criação da

Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE que elevou as tarifas da classe industrial em 7,9% e da residencial, exceto subclasse baixa renda, em 2,9%, em todas as regiões onde o Plano de Redução do Consumo de Energia Elétrica foi decretado.

Mesmo após o fim do racionamento o consumo não apresentou recuperação. A mudança de comportamento dos consumidores, a alteração de processos industriais e a substituição de equipamentos necessários para o alcance das metas de redução impostas provocaram uma queda de consumo fazendo com que a produção em 2003 se igualasse ao patamar de 2000 (OLIVEIRA, 2003).

Além do choque provocado na indústria de energia elétrica brasileira, a crise de 2001/2002 fomentou a inserção de novos conceitos e procedimentos no setor sendo os leilões de energia uma das implementações mais significativas. No início de 2002, as concessionárias geradoras de serviço público federal passaram a serem obrigadas a negociar, no mínimo, 50% de sua energia por meio de leilões públicos e as concessionárias de geração, sob controle societário dos Estados, a comercializar energia de forma a garantir transparência e igualdade de acesso aos interessados (Lei 10438, 2002).

Atendendo a esta determinação, em setembro de 2002, o MAE realiza o primeiro leilão de venda de energia. O preço final alcançado de R\$ 50,11/MWh<sup>3</sup>, equivalente a 58% do Valor Normativo - VN, reverteu totalmente as expectativas de preços do mercado que giravam em torno de 80% a 90% do VN. Na verdade, o mercado apenas refletiria a sobre oferta de energia prevista para os demais anos que já era observado através das projeções dos preços de curto prazo.

Neste contexto, as distribuidoras, apesar da queda de receita ocasionada pelo racionamento, experimentavam uma situação confortável com relação a contratação de energia em substituição a redução de 25% de seus Contratos Iniciais, tendo como opção adquirir o equivalente a até 15% de seu mercado no curto prazo. No entanto, observavam com reservas as projeções dos preços de curto prazo e a exposição aos mesmos.

Como consequência, os geradores enfrentavam dificuldades de recontratar (vender) a parcela reduzida dos Contratos Iniciais em função da queda de mercado das distribuidoras e da sobre oferta de energia que se instalava.

Para o Governo o custo político da crise foi enorme; consumidores não entendiam porque, mesmo contribuindo com todo o processo de racionamento, eram penalizados com aumentos

---

<sup>3</sup> Preço médio obtido pela ponderação dos lotes de contratos com duração de 2, 4 e seis anos

tarifários e os investidores estavam perplexos e sinalizavam a disposição de venderem seus ativos no Brasil (OLIVEIRA, 2003).

Além do próprio racionamento, a normalidade do processo de contabilização do MAE só atingido no segundo semestre de 2002 devido a divergências quanto aos compromissos contratuais da Usina Nuclear de ANGRA II cujo atraso de entrada em operação comercial e as consequências negativas relacionadas suscitaram até o questionamento quanto a participação de fontes nucleares como agentes de mercado.

Dessa forma, a conjunção da ruptura causada pela crise no consumo, o cenário macroeconômico instável e desfavorável e a falta de credibilidade expressa pelos agentes de mercado e consumidores com relação a instituição fundamental para a operação do mercado - o MAE - impossibilitava o estabelecimento de qualquer estimativa ou projeção de investimentos no setor.

No sentido de garantir uma parcela maior de contratação de longo prazo, no final de 2002, o Governo estabelece um limite mínimo de 5% de exposição das distribuidoras ao mercado de curto prazo e restringe a aquisição de energia a leilões públicos para contratos com período de suprimento superior a 6 meses. (Decreto 4.562, 2002).

Neste panorama, o novo governo, eleito em 2002, prepara e implementa uma nova reestruturação institucional da indústria de energia elétrica brasileira através da Lei 10.848, de 15 de março de 2004, orientada por três objetivos principais (MME, Modelo Institucional do Setor Elétrico, 2003):

- Garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Com o intuito de criar condições favoráveis para atrair os investimentos, a legislação segmenta, do ponto de vista de comercialização de energia, a indústria de energia elétrica brasileira em dois ambientes. O primeiro, denominado Ambiente de Contratação Regulada – ACR, abrange todo o

consumo cativo e o segundo, chamado Ambiente de Contratação Livre – ACL, representa a parcela do consumo dos Consumidores Livres.

A fim de atender a premissa da modicidade tarifária, a forma de contratação de energia no ACR é basicamente através de leilões regulados promovidos pela ANEEL<sup>4</sup> com a finalidade de estimular a competição no segmento de geração.

Com o mesmo propósito as fontes de energia foram divididas em duas classes: energia nova e energia existente. Enquadram-se como fontes de energia nova os projetos ou empreendimento que não sejam detentores de outorga de concessão, permissão ou autorização ou sejam partes de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação restrito ao acréscimo de capacidade.

A legislação abriu um precedente com relação a plantas já construídas onde, caso seja ofertada nos leilões até o ano de 2007, sua energia poderá ser classificada como energia nova desde que atendam cumulativamente aos seguintes requisitos: (I) que tenham obtido outorga de concessão ou autorização até a data de publicação da Lei 10.848/04; (II) que tenham iniciado a operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000; e (III) cuja energia não tenha sido contratada até a data de publicação da Lei 10.848/04. (Art 17º da Lei 10.848/04) Estas plantas são as chamadas usinas “Botox”.

Por exclusão as demais fontes foram classificadas como fontes associadas à energia existente. Adicionalmente à estratificação das fontes, foram criadas regras e procedimentos a fim de evitar a competição entre a energia existente e a energia nova. Em resumo, devido ao fato da energia nova estar associada a empreendimentos a serem construídos, este segmento é responsável por atender ao crescimento de carga dos agentes de distribuição. Já a energia existente visa atender a base da contratação das distribuidoras.

Para assegurar os contratos necessários a viabilização dos novos projetos, as distribuidoras passaram a ser obrigadas a garantir o atendimento da totalidade de seu requisito mediante contratação regulada.

---

<sup>4</sup> Salvo a opção de contratação de geração distribuída constante do § 8º do art 2º da Lei nº 10.848.

Dessa forma, passa a ser responsabilidade das distribuidoras informar suas necessidades para atendimento total seus requisitos e ao Governo homologar as quantidades de energia a serem licitadas.

Portanto, de um lado, a decisão da quantidade de energia a ser contratada cabe ao agente que atende ao consumidor final e, de outro, são oferecidas várias alternativas de contratação.

Evidentemente, o livre arbítrio dado aos agentes de consumo de optar por como e quando contratar não trouxe à tona nenhuma inovação uma vez que no passado recente as regras para a livre contratação eram menos restritas que a nova forma apresentada. Além disso, a nova regulamentação sugere que as necessidades de contratação sejam informadas antecipadamente para um horizonte de cinco anos impondo penalidade ao agente caso a realização do requisito seja superior ao planejado.

Até o presente momento ocorreram vários processos licitatórios onde é possível verificar acima de tudo um avanço do Governo na curva de aprendizado referente a definição das metodologias e aplicação dos leilões.

Um ponto de destaque é o fato da expansão do mercado livre não estimular a expansão da oferta uma vez que estes agentes são impedidos de contratar energia no ACR. Dado que o mercado livre responde atualmente por cerca de 25% do consumo total do SIN, assumindo-se a premissa de que os mercados livre e cativo possuem a mesma taxa de crescimento, o incremento da capacidade de produção obtido pela regra atual seria suficiente para a tender apenas 75% do aumento do consumo. Portanto, o mecanismo vigente de estímulo a expansão da oferta carece de aprimoramentos a fim de evitar um futuro colapso no suprimento de energia elétrica.

Além disso, como demonstra a figura 2.1, a prioridade de contratar energia a custos baixos aliada a problemas na obtenção do licenciamento ambiental tem relegado ao segundo plano a expansão do sistema a partir de fontes hidráulicas em detrimento de fontes termelétricas com custo de operação elevado como as movidas a diesel e óleo combustível.

Cabe reforçar que as termelétricas, principalmente as de maior custo, tornaram-se competitivas através da metodologia do Índice Custo Benéfico (ICB) que, em resumo, subtrai do custo final da energia os benefícios desta fonte em situações de escassez calculados através de simulações da operação do SIN.

A eficácia deste artifício somente poderá ser avaliada no futuro, mas é necessário observar que a metodologia não guarda a transparência suficiente e reflete a permanência da incapacidade da indústria de energia elétrica, assim como os órgãos governamentais de planejamento, de produzir e conduzir uma política energética consistente que venha a explorar as sinergias existentes entre as várias indústrias indispensáveis para o suprimento de energia e crescimento do país.

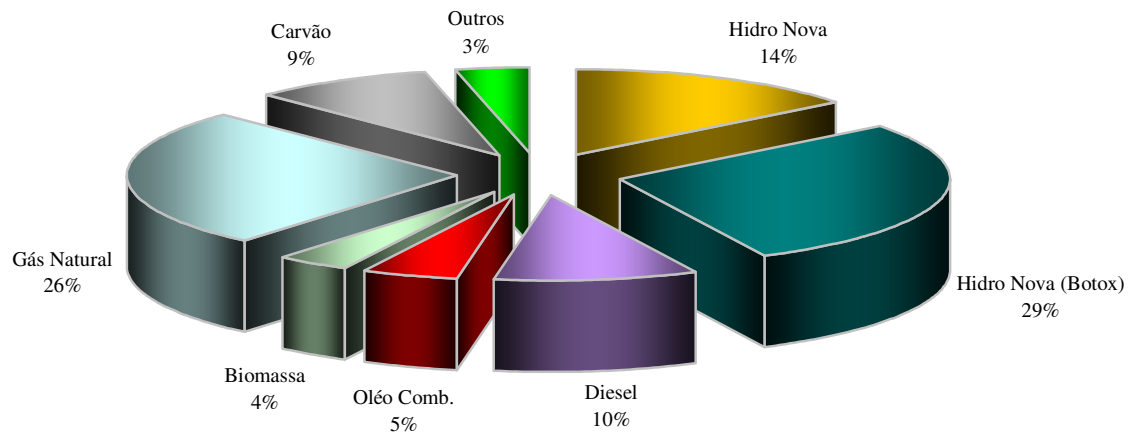


Figura 2.1 – Composição da oferta de energia contratada nos três leilões de energia nova

## Capítulo 3

### A comercialização de energia elétrica

#### 3.1. A criação do Mercado *Spot* (MAE)

O advento do mercado *spot* concomitantemente a liberalização da indústria de energia elétrica é crucial sob diversos aspectos. Do ponto de vista de desregulamentação e introdução da competição, o mercado *spot* institui um ambiente de credibilidade e transparência necessários para a participação de agentes privados e cria o canal imprescindível para a livre negociação.

Sob o aspecto econômico, o mercado *spot*, através dos seus preços, gera uma sinalização econômica eficiente para os agentes envolvidos na produção e utilização de energia elétrica, explicitando as expectativas dos agentes acerca da evolução das condições de abastecimento de energia elétrica.

A definição de mercado *spot* tem sua origem nas bolsas de mercadorias e refere-se a um ambiente onde as negociações são realizadas à vista e o produto é entregue prontamente diferentemente do que ocorre nos mercados de futuro e a termo. A entrega não é necessariamente física e em sua grande maioria é realizada por meio de liquidação financeira.

O conceito de *spot* é empregado na indústria de energia elétrica como sinônimo da conjunção de mercado de negociação de curto prazo e liquidação financeira do mercado atacadista, isto porque a eletricidade possui particularidades bastante diferentes das *commodities* usuais.

A primeira delas é a própria natureza do produto. Como enfatizado por muitos autores, a energia elétrica não é uma *commodity* estocável, alguns nem mesmo caracterizam-na como *commodity*. Sua produção é determinada em tempo real em função da necessidade dos consumidores conectados a rede que demandam uma quantidade de energia que deve ser atendida prontamente pelas centrais elétricas sob coordenação do operador do sistema elétrico.

Sendo assim, o quanto consumir ou o quanto produzir são variáveis que podem ser previstas pelos agentes de mercado, mas não podem ser determinadas, exceto para alguns grandes consumidores que detém total controle sobre seus processos.

Outro aspecto é a característica do transporte do produto. Dado que o sistema de transmissão é interligado não se pode assegurar a entrega de uma determinada quantidade de energia produzida pelo gerador  $g$  à concessionária de distribuição  $d$  como determina um contrato de compra de energia estabelecido entre eles. Portanto, é impossível a caracterização da entrega física do produto.

No sentido de atender a todas essas peculiaridades, a liquidação financeira no mercado atacadista de energia elétrica é precedida de um processo de contabilização. A partir de dados de medição de todos os agentes de mercado e do registro dos respectivos lastros de energia<sup>5</sup> e contratos de compra e venda, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE determina o total de consumo e produção dos agentes, compara-os aos seus respectivos recursos - lastros de energia e contratos de compra e venda - e determina a exposição de curto prazo de cada um. A exposição é valorada ao preço de mercado de curto prazo, denominado Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, e todo o processo é regido por regras e procedimentos de mercado bem definidos.

Portanto, apesar de não haver entrega física do produto, a eficácia do suprimento é verificada a partir do registro do contrato pelas partes no âmbito da CCEE.

Em suma, do mercado *spot* na indústria de energia elétrica é segmentado em três atos: (I) a negociação e a contratação entre os agentes, (II) o registro do contrato na CCEE e, (III) a contabilização e liquidação financeira a qual abrange todos os agentes e todos os contratos vigentes quer sejam de curto ou longo prazo.

### **3.2. A contratação de energia elétrica**

A competição na indústria de energia elétrica tem na atividade de comercialização os principais exemplos de sua eficácia.

Em um mercado onde artigos são negociados livremente, o processo de comercialização permite a interação entre vendedores e compradores que negociam e definem preços ocorrendo, dessa

---

<sup>5</sup> Lastro de energia elétrica é a garantia física de energia dos agentes de mercado que dá cobertura as transações de longo prazo. O lastro de energia pode ser constituído de energia assegurada, geração verificada das usinas fora do MRE, potência disponível de usinas termelétricas e contratos de energia com período de suprimento superior a seis meses conforme definido pela Resolução ANEEL 091 de 27 de fevereiro de 2003.

forma, o encontro entre a oferta e demanda. A princípio vendedores e compradores estabelecem os preços que estão dispostos a vender e a comprar, respectivamente, e a livre negociação se encarrega de promover a convergência destes preços estabelecendo, assim, um preço de consenso do artigo comercializado.

O descobrimento do preço de um artigo negociado livremente é extremamente benéfico para a economia, pois além de definir o valor do produto aceito por todos os participantes do mercado reflete o balanço entre a oferta e a demanda. Sendo assim, quando os preços se elevam, os produtores são incentivados a investir no aumento da capacidade de produção, já os compradores, são motivados a buscar fontes mais baratas, portanto, a livre negociação induz a eficiência.

O mercado livre também traz transparência e permite que as informações sobre as condições de suprimento e demanda fluam rapidamente sendo que estas características são mais bem desenvolvidas a medida em que há a confiança entre os agentes do mercado e uma legislação e procedimentos bem definidos. Além disso, a simplicidade do produto comercializado, bem conhecido de todos os participantes e associado a contratos padronizados, tende a aumentar a liquidez no mercado.

De fato, a criação de um produto padronizado é o ponto nevrálgico da comercialização de energia elétrica no Brasil o que necessariamente acarreta no baixo grau de liquidez. Em função da característica da eletricidade e da cadeia de produção transporte e consumo, a comercialização de energia de horizonte de médio e longo prazo é predominantemente regida por contratos negociados e consensados bilateralmente gerando instrumentos bastante específicos a cada transação.

Este relacionamento comercial entre os agentes pode ter duração de meses ou anos e, portanto, devem ser estabelecidas regras prévias para a condução do negócio em condições normais e em casos de excepcionalidades que afetem o acordo entre as partes. A este conjunto de regras e definições pode-se chamar de contrato.

Um contrato é um documento que reflete a expectativa das contrapartes com relação à condução do relacionamento comercial firmado entre elas. Embora seja praticamente impossível construir um termo que venha a abranger todas as eventualidades a que estarão expostas as contrapartes, este documento deve prever e propor o tratamento adequado para a ocorrência de eventos ou decisões que venham impactar o equilíbrio do acordo firmado.

O contrato deve ser elaborado de forma tão clara quanto possível tal que pessoas não envolvidas na negociação possam entender como foi concebida e é conduzida a relação comercial. O estabelecimento de termos ajuda na compreensão, ao passo que definições ambíguas não trazem benefícios para nenhuma das partes.

Em um relacionamento comercial, interessa ao comprador, questões associadas à garantia de suprimento, cobertura em caso de falha na entrega e flexibilidade no recebimento. Ao vendedor concernem aspectos relativos as excepcionalidades consideradas no caso de não entrega do produto e garantia de pagamento. Às contrapartes interessa o preço do produto e o tratamento e os direitos de rescisão.

Contudo, o primeiro passo da contratação de energia é a definição do produto. É necessário definir se o fornecimento do produto é firme ou interruptível, a quantidade e a flexibilidade associada, o período de suprimento, o ponto de entrega e, o mais importante, o preço.

Além das características do produto, um contrato deve versar basicamente sobre:

- a) Data e forma de reajuste dos preços: é necessário que sejam especificados o preço do produto, a base, ou seja, em que data este preço foi estabelecido, quando se darão os reajustes e quais indexadores econômicos serão utilizados;
- b) Data e forma de pagamento, e inadimplência: devem ser definidos a data de pagamento, o número de parcelas e mecanismos para inibir e compensar a contraparte afetada em caso de inadimplência, como a aplicação de juros e mora sobre o montante não pago;
- c) Falha na entrega do produto: devem ser previstos dispositivos que, além de compensar as perdas do comprador, contemple penalidades quando da falha de entrega do produto, excetuando-se ocorrências causadas por motivo de força maior;
- d) Eventos de força maior: o contrato deve contemplar a definição de força maior, quais eventos se enquadram nesta categoria e a forma como serão tratados;
- e) Descumprimento do contrato: é necessário que seja explicitado o tratamento e previsão do direito de rescisão da contraparte afetada quando outra parte agir em desacordo em relação ao que dita o contrato;

- f) Alteração de tributos, impostos e legislação: deve ser considerado o tratamento a ser dado para revisões de tributos, impostos, legislação e regras que venham a afetar o acordo e quais serão passíveis de revisão de preço ou condições comerciais pré-estabelecidas no contrato;
- g) Disputas: no contrato deve ser previsto mecanismo para a solução de controvérsias entre as partes envolvidas;

Além disso, os contratos devem prever e propor soluções para eventos inesperados ou condições especiais criadas em função da natureza da negociação.

De forma geral, um contrato deve ser estabelecido baseado na estrutura supra citada, no entanto, quando focamos a comercialização de energia elétrica são necessárias algumas considerações adicionais.

Uma questão de extrema relevância é observância às regras e procedimentos da CCEE dado que influenciam vários aspectos dos contratos de compra e venda de energia elétrica, principalmente aqueles ligados à especificação e entrega do produto.

Neste sentido, algumas características do produto devem ser ressaltadas como a flexibilidade e o ponto de entrega.

O ponto de entrega da energia previsto nos contratos de compra e venda é o Centro de Gravidade do submercado previamente especificado e de consenso entre as partes.

Para definir Centro de Gravidade é necessário estabelecer alguns conceitos importantes para a comercialização de energia elétrica. A figura 3.1 apresenta esquematicamente um submercado onde estão representadas duas distribuidoras D1 e D2, consumidores livres e geradores.

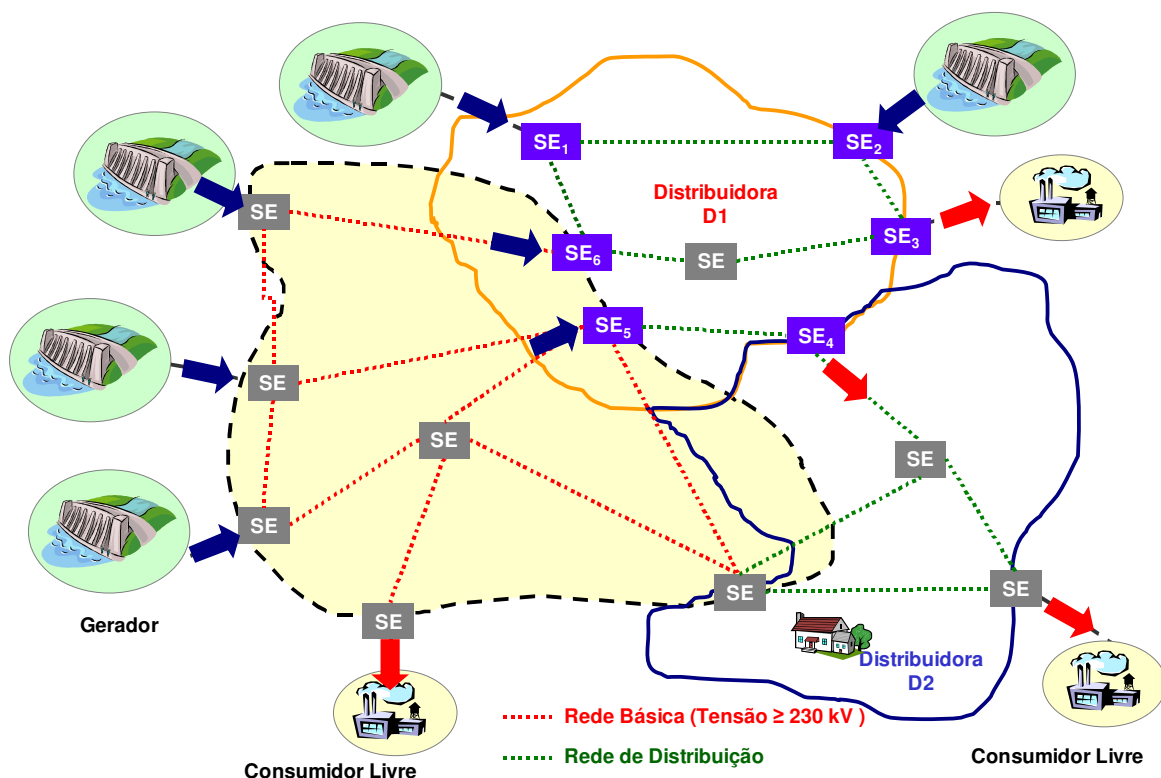


Figura 3.1 – Representação esquemática de um submercado

O sistema de transporte de energia elétrica é classificado em função da tensão de operação e dividido fundamentalmente em (Resolução ANEEL 67, 2004):

- Rede Básica: segmento do sistema de transporte composto por (I) linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e (II) transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004;
- Demais Instalações de Transmissão: conforme definido pelo art 4º da Resolução ANEEL nº 67 de 8 de junho de 2004, esta partição do sistema de transporte é composto pelos ativos de transmissão operando em qualquer tensão, (I) quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo; (II) interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso

exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e (III) – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica;

- c) Rede Distribuição: são classificados como rede de distribuição todos ativos de transmissão e distribuição que não se enquadram nas definições supracitadas e, por consequência, compõe a base de ativos da concessionária ou permissionária de distribuição.

As perdas de energia do sistema também são classificadas em perdas de Rede Básica, associadas a Rede Básica e as perdas de distribuição referentes às Demais Instalações de Transmissão e Rede de Distribuição. Para o efeito de cálculo e distinção das perdas é necessário observar a regulamentação relacionada a instalação do sistema de medição e faturamento de energia elétrica conforme definido no art. 8º da Resolução ANEEL nº 67, de 8 de junho de 2004.

Estabelecidos os conceitos de perdas, a carga própria da distribuidora é definida como o consumo de seus clientes cativos, adicionado da perda de distribuição da área de concessão. A determinação da carga própria equivale a contabilizar em um dado intervalo de tempo os fluxos de energia na fronteira da área de concessão. Desse modo, a carga própria da distribuidora D1, representada na figura 3.1, em um dado intervalo de tempo, é dada por:

$$CP = SE_1 + SE_2 - SE_3 - SE_4 + SE_5 + SE_6 \quad (3.1)$$

Onde:

**CP** - carga própria da distribuidora;

**SE<sub>x</sub>** - valor medido de energia no ponto de conexão x

É importante ressaltar que a perda de distribuição na área de concessão engloba a perda causada pelo consumo dos clientes cativos atendidos pela distribuidora, pelo fornecimento aos clientes livres bem como aquela gerada pelo fluxo e energia injetado pelos geradores conectados ao sistema de distribuição, embora a distribuidora não possua qualquer relacionamento comercial de compra e venda de energia com estes clientes livres ou geradores.

A lógica da concessionária ou permissionária de distribuição ser responsável em primeira instância pelas perdas do sistema de distribuição baseia-se na origem e capacidade de gestão das perdas. Quanto à origem, do ponto de vista regulatório, a ANEEL, através da Resolução ANEEL 234 de 3 de outubro de 2006, classifica as perdas de distribuição da seguinte forma:

”

- *Perdas técnicas: montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição leis da Física que se aplicam aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica. Corresponde à soma de três parcelas: Joule, dielétrica e magnética; e*
- *Perdas não técnicas: apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc.*

“

Dada a definição das componentes da perda, fica evidente que a perda técnica está diretamente relacionada ao carregamento do sistema de distribuição e, portanto, inversamente proporcional aos investimentos da concessionária aplicados a sua expansão e aumento da capacidade de transporte.

Quanto às perdas não técnicas, estas estão ligadas à gestão comercial e faturamento dos clientes conectados ao sistema de distribuição.

Dessa forma, a regulação estabelece que as duas componentes constituem uma parcela gerenciável dos custos da distribuidora e determina metas regulatórias para as perdas de distribuição a cada processo de Revisão Tarifária, embora seja necessário ressaltar que a perda não técnica aborda aspectos sociais como é o caso do furto de energia que possui diferentes patamares e níveis de eficácia de gestão da distribuidora nas diversas regiões do país.

O ressarcimento ao distribuidor do custo da energia incorrido em função das perdas<sup>6</sup> é uma das parcelas que compõe a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, paga pelos agentes de mercado conectados ao seu sistema, ou um dos componentes da tarifa de fornecimento de energia elétrica paga pelos consumidores cativos.

Portanto, sendo a distribuidora responsável pelo consumo cativo adicionado das perdas de distribuição e os demais agentes de mercado responsáveis pelo seu respectivo consumo, a única parcela restante a ser atendida é a perda de rede básica.

Por definição, a perda de rede básica é dividida em duas parcelas iguais e atribuída metade aos agentes de geração e metade aos agentes de consumo conforme demonstrado pelas equações (3.2) e (3.3).

$$PRB = \left( \sum_{ii=1}^{gg} EG_{ii} - \sum_{jj=1}^{dd} CPL_{jj} - \sum_{kk=1}^{cc} CCL_{kk} \right) \quad (3.2)$$

$$PRB\_G = PRB\_C = \frac{\left( \sum_{ii=1}^{gg} EG_{ii} - \sum_{jj=1}^{dd} CPL_{jj} - \sum_{kk=1}^{cc} CCL_{kk} \right)}{2} \quad (3.3)$$

Onde:

- PRB** - perda da Rede Básica;
- PRB\_G** - perda da rede básica atribuída à classe produção;
- PRB\_C** - perda da rede básica atribuída à classe consumo;
- EG<sub>ii</sub>** - produção do gerador i verificada na fronteira da rede básica;
- CP\_L<sub>jj</sub>** - parcela da carga própria da distribuidora j atendida pelo sistema de Rede Básica;
- CCL<sub>kk</sub>** - consumo do consumidor livre k

---

<sup>6</sup> Devido ao regime de regulação por incentivos adotado no Brasil, a despesa associada a perda de distribuição repassada às tarifas é baseada na meta regulatória estabelecida pela ANEEL no processo de Revisão Tarifária da distribuidora e não no valor real verificado

- gg** - total de geradores do sistema interligado conectados a rede básica
- dd** - total de distribuidores do sistema interligado
- cc** - total de consumidores livres do sistema interligado

O ponto virtual do sistema onde as perdas de rede básica geradas pela classe consumo e pela classe produção se igualam é definido como Centro de Gravidade (Regras de Comercialização da CCEE). Usualmente, o centro de gravidade é indicado como ponto de entrega nos contratos de compra e venda de energia.

Basicamente, as parcelas de perda de rede básica são alocadas a cada um dos agentes na proporção de sua produção ou consumo atendido pelo sistema de Rede Básica. A parcela do consumo das distribuidoras atendido por geração distribuída conectada ao seu sistema de distribuição não está sujeito ao rateio da perda de rede básica por não ter sido atendido por esse sistema.

Neste sentido, a adição da parcela de perda na rede básica à carga própria da distribuidora define o seu requisito de energia como apresentado na equação (3.5). Para os consumidores livres o requisito é calculado através da soma da perda de rede básica ao consumo do cliente conforme mostrado na equação (3.6).

A fim de caracterizar melhor a definição do conceito utilizado neste trabalho, o termo **Requisito** refere-se a quantidade de energia necessária para atender um agente de consumo, do centro de gravidade a seu ponto de conexão ao sistema, e base para o estabelecimento dos contratos de compra e venda de energia.

$$REQ\_D_{ee} = CP_{ee} + CPL_{ee} \cdot \left( \frac{PRB\_C}{\sum_{jj=1}^{dd} CPL_{jj} + \sum_{kk=1}^{cc} CCL_{kk}} \right) \quad (3.5)$$

$$REQ\_CL_{ff} = CCL_{ff} + CCL_{ff} \cdot \left( \frac{PRB\_C}{\sum_{jj=1}^{dd} CP_{jj} + \sum_{kk=1}^{cc} CCL_{kk}} \right) \quad (3.6)$$

Onde:

**REQ\_D<sub>ee</sub>** - requisito da distribuidora *ee*;

**REQ\_CL<sub>ff</sub>** - requisito do consumidor livre *ff*;

Analogamente, a dedução da parcela de perda de rede básica da garantia física de um agente gerador define o recurso deste agente que pode ser contratado como apresentado na equação (3.7).

$$REC\_G_{hh} = GF_{hh} - GF_{hh} \cdot \left( \frac{PRB\_G}{\sum_{ii=1}^{gg} EG_{ii}} \right) \quad (3.7)$$

Onde:

**REC\_G<sub>hh</sub>** - recurso do gerador *hh*;

**GF<sub>hh</sub>** - garantia física do gerador *hh* representada por energia assegurada, geração verificada da unidade geradora ou potência disponível das centrais termelétricas.

A adoção do centro de gravidade como ponto de entrega é pratica usual, mas não única. Algumas negociações, principalmente aquelas realizadas com consumidores livres, podem adotar como ponto de entrega o barramento de conexão do cliente à rede de distribuição ou rede básica. Nestes casos, a despesa e o risco da variação da perda de rede básica são assumidas pelo vendedor que, prudentemente, deverá estimar estes custos e incorporá-los ao preço final de venda da energia.

Outra característica a ser abordada nos contratos de energia é a flexibilidade no suprimento. Conforme mencionado anteriormente, o consumo de energia elétrica de um determinado agente, distribuidor, consumidor livre ou comercializador de energia que represente um consumidor livre ou um conjunto deles, não é constante no tempo. O requisito instantâneo de energia de uma distribuidora, por exemplo, é dado predominantemente pela agregação do consumo individual dos consumidores cativos conectados ao sistema de distribuição. Dado que estes clientes possuem comportamentos distintos o requisito da distribuidora varia a cada instante. A figura 3.2 apresenta o perfil de consumo de um dia de uma distribuidora.

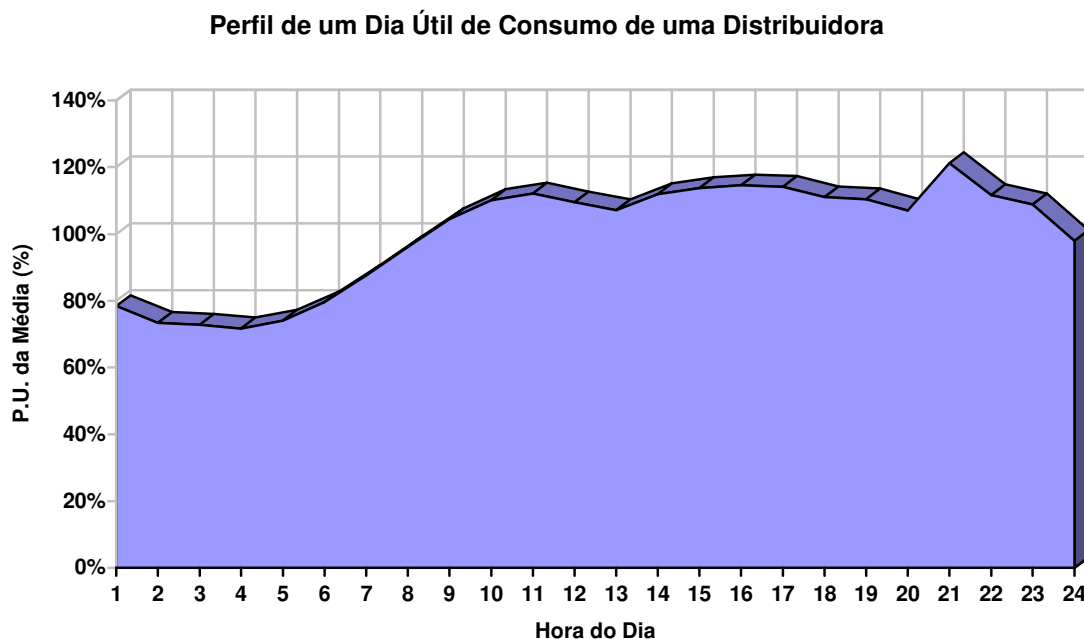


Figura 3.2 – Perfil diário de consumo de uma distribuidora

A figura 3.2 mostra a variação do consumo durante um dia típico que, neste caso, varia entre 71% e 120% do valor médio diário. Além da modulação diária, o consumo varia durante os meses do ano como demonstra a figura 3.3. O perfil de consumo durante o ano está relacionado a variações climáticas, como a temperatura, as características dos setores produtivos a que pertencem as indústrias instaladas na área de concessão, a natureza do comércio e outros fatores aliados a participação de cada classe de consumo<sup>7</sup> no mercado total da distribuidora.

<sup>7</sup> Os consumidores cativos de uma distribuidora são classificados em sete classes de consumo: residencial, industrial, comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público

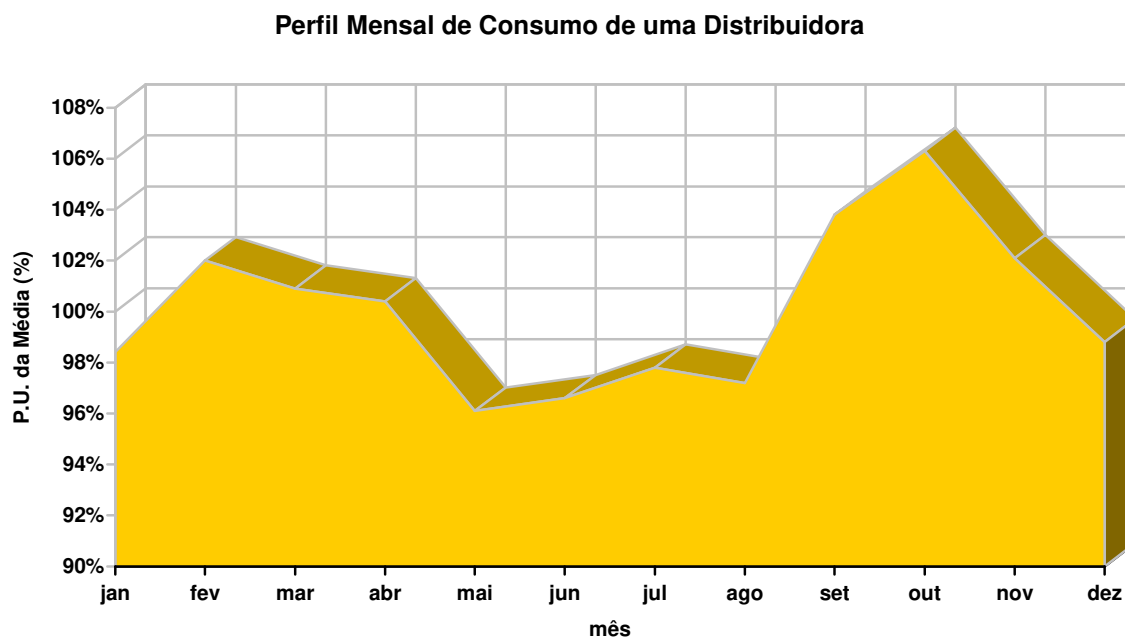


Figura 3.3 – Perfil mensal de consumo de uma distribuidora

Portanto, é evidente que a contratação de energia seja planejada de tal forma que o suprimento esteja adequado ao perfil da carga e, com isso, não acarrete em exposições por parte dos agentes de consumo ao mercado de curto prazo e volatilidade de preços.

Dessa forma, deve ser previsto nos contratos um nível de flexibilidade na entrega do produto tal que possa dar cobertura ao requisito do comprador. Esta flexibilidade é estabelecida usualmente de duas formas. A primeira flexibilidade expressa nos contratos de compra e venda de energia está relacionada à alocação mensal das quantidades anuais contratadas. É definida nos contratos, de comum acordo entre as partes, uma faixa delimitada por um valor mínimo e máximo onde o agente comprador pode definir as quantidades mensais a serem entregues no ano subsequente. Estes limites são chamados normalmente de limites de sazonalização.

A segunda flexibilidade definida nos acordos comerciais está associada à alocação horária das quantidades mensais contratadas e é chamada de modulação. São determinados valores máximo e máximo que limitam a ação do comprador no processo de modulação dos contratos assim como os limites de sazonalização.

Os valores dos limites de sazonalização e modulação são acordados pelas contrapartes assim como a unidade e a forma de aplicação.

Um contrato bilateral pode trazer limites de sazonalização e modulação distintos como, por exemplo, limites de sazonalização fixados em valores percentuais de 85% a 115% da quantidade anual contratada em MW médios, e limites de modulação de 50% a 150% da quantidade mensal em MW médios. Um contrato pode também estabelecer uma única faixa de flexibilidade expressa em MW.

De qualquer forma, há muitas maneiras de traduzir as flexibilidades desejadas nos contratos de compra e venda energia. A questão crucial é que estas são necessárias para o comprador, devido ao seu perfil de consumo, mas transferem ao vendedor o risco exposição no curto prazo. Dessa forma, flexibilidade possui um custo e este deve ser refletido no preço final de venda de energia constante do contrato.

### **3.3. Formas de contratação**

#### **3.3.1. Contratação regulada**

A revisão do modelo institucional em meados da década de 90 inseriu a regulação baseada no preço-teto (*price cap*) em substituição ao regime tarifário pelo custo do serviço. Nesta nova modalidade a receita requerida pelas concessionárias de distribuição é dividida em duas parcelas chamadas de A e B. Compõe a Parcela A os custos ditos não gerenciáveis tais como compra de energia, transporte de energia e encargos setoriais resultantes de políticas de governo, já a Parcela B incorpora os custos gerenciáveis relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica tais como custos operacionais, remuneração dos investimentos e quota de reintegração.

No processo de revisão e reajuste tarifário as despesas associadas a parcela A, dentre elas a compra de energia, são integralmente repassadas às tarifas dos consumidores finais.

Cabe salientar que, por definição, todos os relacionamentos comerciais de compra de energia associados às distribuidoras são contratos regulados.

Dessa forma, as transações de compra de energia realizadas pelas empresas de distribuição devem ser submetidas a ANEEL para a homologação e aprovação, onde são verificados o mérito e legalidade do contrato e é dever do regulador informar, dentro de prazos pré-estabelecidos, a sua posição em relação ao contrato em questão e os motivos e justificativas da decisão caso esta seja contrária ao contrato (Costa, 2004).

Em função da metodologia tarifária utilizada e devido a introdução da livre negociação tornou-se premente o estabelecimento de limites para o repasse do custo da compra de energia elétrica às tarifas de fornecimento dos consumidores cativos, de forma a disciplinar a aquisição de energia e evitar que altos custos, resultantes de possíveis negociações mal sucedidas realizadas pelas distribuidoras ou decorrentes do uso de poder de mercado de alguns agentes, fossem arcados pelos consumidores finais.

Neste sentido, o § 2º do art. 10º da Lei nº 9.648, determinou que a ANEEL estabelecesse critérios que viessem a limitar o repasse do custo da compra de energia elétrica, bilateralmente negociada, para as tarifas de fornecimento aplicáveis aos consumidores cativos.

Com isso, a ANEEL, no exercício de suas atribuições de atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços (Decreto 2.335, 1997), implementou, através da Resolução ANEEL 266 de 13 de agosto de 1998, o Valor Normativo – VN a fim de estabelecer limite e procedimento para o cálculo do repasse.

O VN não era apenas um valor fixo e sim uma curva com a finalidade de fixar um preço máximo e estabelecer regras de incentivo a redução do custo de compra de energia permitindo um repasse superior a despesa a medida que os preços negociados fossem cada vez menores que o preço teto, como demonstra a figura 3.4.

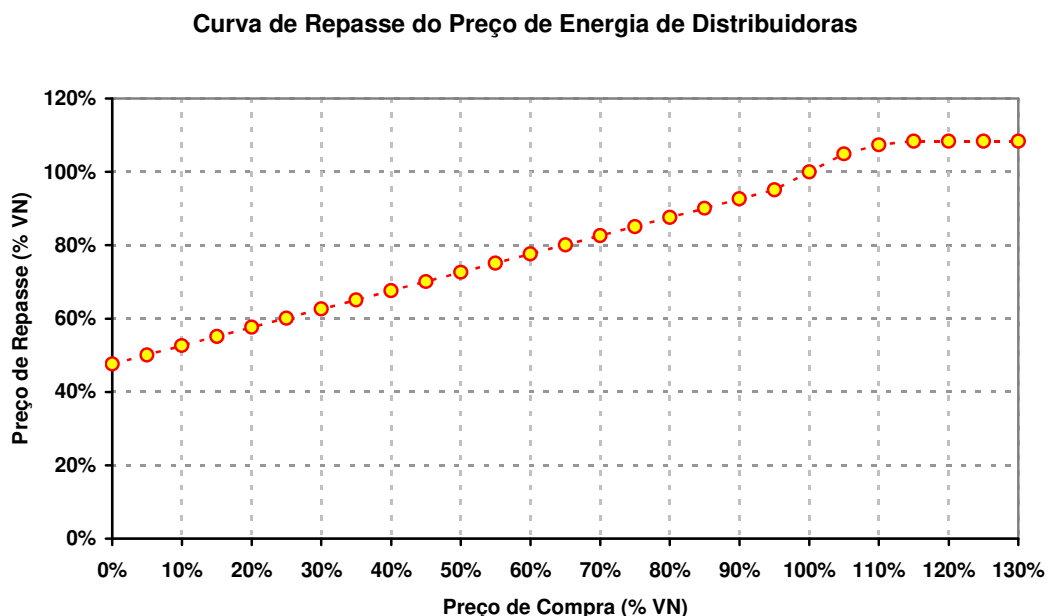


Figura 3.4 – Representação gráfica da relação entre o custo de energia e o repasse à tarifa do consumidor final (definido pelo VN)

A partir de 2003, a compra de energia pelas distribuidoras foi restrita a leilões de energia promovidos pela ANEEL (Decreto 4562, 2002), exceto nos casos onde a aquisição fosse proveniente de fontes alternativas de energia ou possuía como partes empresas integrantes de um mesmo grupo econômico, de forma a manter o direito de autocontratação (Resolução ANEEL 278, 2000).

Atualmente, em função da Lei 10.848 e do Decreto 5.163, a contratação das distribuidoras está restrita ao Ambiente de Contratação Regulada – ACR ou a aquisição, através de chamada pública, de até 10% de seu requisito em contratos de energia lastreados em centrais de geração distribuída (Art. 14º do Decreto 5.163).

Devido ao processo de contratação promovido pela ANEEL em conjunto com a CCEE e a utilização de contratos padrão – os CCEAR's – tornou-se inócua o procedimento de homologação e aprovação da ANEEL para a maioria dos relacionamentos comerciais de compra de energia das distribuidoras.

Além disso, o limite de repasse dos custos de energia para novos contratos passa a ser definido pelo próprio processo de licitação como será discutido na seção **3.4.3.1 (Valor Anual de Referência)**.

### 3.3.2. Contratos a Termo (Forward)

Contratos *Forward* são relacionamentos comerciais para entrega futura do produto a um preço pré - definido. Estes contratos são negociados bilateralmente e os arranjos e acordos, bem como toda a estrutura contratual, são definidos pelas partes e liquidados apenas na data estabelecida no contrato.

Cada contrato *Forward* possui duas formas de ser avaliado. Do lado da contraparte que adquire o produto, podemos afirmar que este assume uma posição de comprador líquido no mercado, enquanto que a contraparte que oferece o produto passa a ser vendedor líquido. Na data de liquidação do contrato o vendedor entrega o produto e o comprador efetua o pagamento conforme acordado no contrato. Neste momento, se o preço *spot* for maior que o preço contratado o comprador realiza um lucro, caso o preço *spot* seja abaixo do contratado o comprador realiza um prejuízo. Na verdade, o contrato *Forward* possui a finalidade de *hedge* e permite fixar a receita do vendedor e fixar o preço de compra do produto ao comprador evitando a exposição ao preço *spot*. Os riscos de crédito e de entrega do produto devem ser considerados em função dos contratos *Forward* serem negociados bilateralmente.

### 3.3.3. Contratos Futuros

Contratos Futuros são similares aos contratos *Forward*, com o comprador aceitando adquirir um determinado produto a um preço especificado em uma determinada data. No entanto, há algumas diferenças.

A princípio, as cláusulas contratuais (quantidade, data de entrega, etc...) nos contratos futuros são padronizadas o que permite e melhora a liquidez no mercado podendo ser revendidos a qualquer tempo até a data de liquidação.

Os contratos são negociados apenas em Bolsas associadas a Câmaras de Liquidação. Além disso, os contratos são marcados a mercado diariamente, ou seja, o preço acordado no contrato é comparado diariamente à curva de mercado sendo definida uma margem diária. O fluxo de caixa associado a este contrato pode representar uma perda ou um ganho ao comprador e reflete as variações diárias do preço futuro do produto comercializado.

A marcação a mercado exige o depósito de uma margem usualmente em torno de 10% do contrato associado a *commodities*. Todas estas características reduzem o risco de crédito e performance. Os contratos futuros dão cobertura aos mesmos riscos que os contratos *Forward*.

### 3.3.4. Contratos de Opção

Contratos de Opção são outras variantes de contratos do Mercado de Derivativos. Uma opção é o direito de vender ou comprar um certo produto a um determinado preço em uma data especificada. O comprador de uma opção detém o direito de comprar ou vender o produto, mas não a obrigação.

Existem dois tipos básicos de contratos de opção: opção de compra (*call option*) e opção de venda (*put option*). Um contrato de opção de compra dá o direito ao seu comprador, mas não a obrigação, de comprar o produto até uma data pré-definida a um preço, chamado de *strike price* ou preço de exercício, definido na data de aquisição da opção. A figura 3.5 demonstra graficamente o pagamento de uma opção de compra.

Usualmente, no momento da aquisição de uma opção, o comprador deve pagar ao vendedor uma quantia definida como preço da opção ou prêmio da opção, diferentemente do que ocorre com os contratos *forward* e futuro.

Na figura 3.5, o preço de exercício é representado por  $K$ . Na data limite de exercício da opção, caso o preço *spot* seja menor que o preço de exercício  $K$ , o detentor do contrato não exerce seu direito, adquire o produto ao preço *spot* e realiza um prejuízo equivalente ao prêmio pago pela opção.

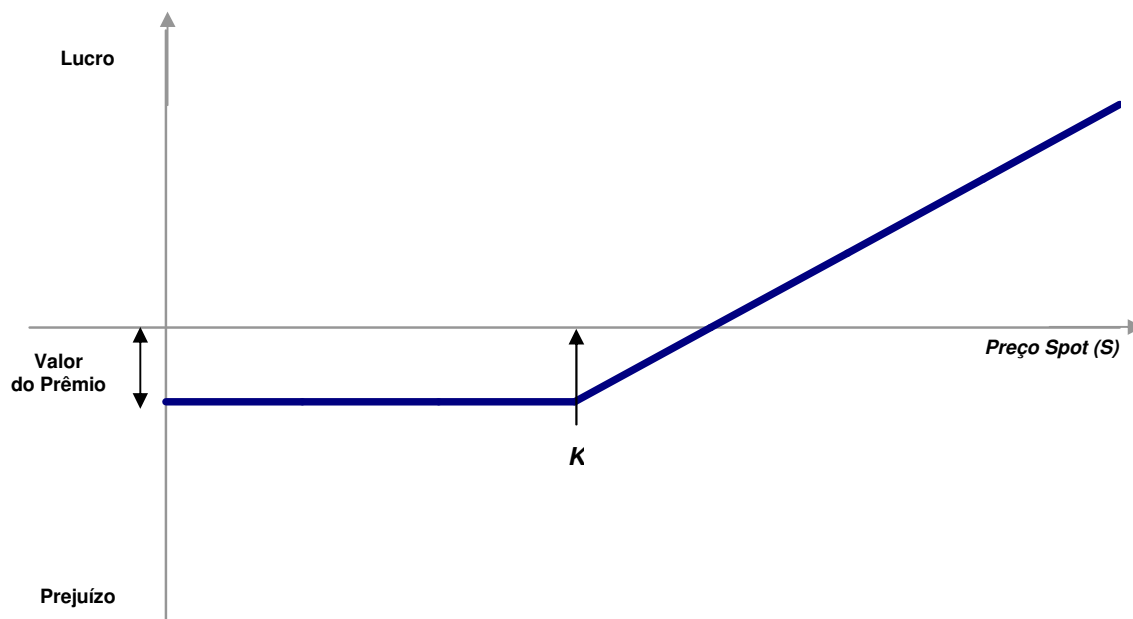


Figura 3.5 – Demonstração do exercício e liquidação de uma opção de compra

Entretanto, caso o preço *spot* esteja acima do preço de exercício, o comprador exerce sua opção, adquire o produto e realiza um lucro equivalente a diferença entre o preço *spot* e o preço de exercício subtraído o prêmio pago pela opção.

O segundo tipo básico de opção é a de venda. Uma opção de venda oferece ao comprador da opção o direito, mas não a obrigação, de vender o produto até a data e a um preço definidos na aquisição da opção. A figura 3.6 demonstra graficamente o pagamento de uma opção de venda.

Há duas formas de opções quanto ao período de exercício. Nas opções denominadas “americanas” pode-se exercer a opção em qualquer tempo até a data especificada em contrato. Na opção denominada européia, o detentor da opção poderá exercê-la somente na data especificada em contrato.

Em uma opção de venda, caso o preço *spot* esteja abaixo do preço de exercício, o detentor da opção exerce seu direito e realiza um lucro equivalente à diferença entre o preço *spot* e o preço de exercício deduzido o prêmio pago pela opção. Se o preço *spot* for superior ao preço de exercício, o vendedor não exerce seu direito e realiza um prejuízo associado ao prêmio pago pela opção.

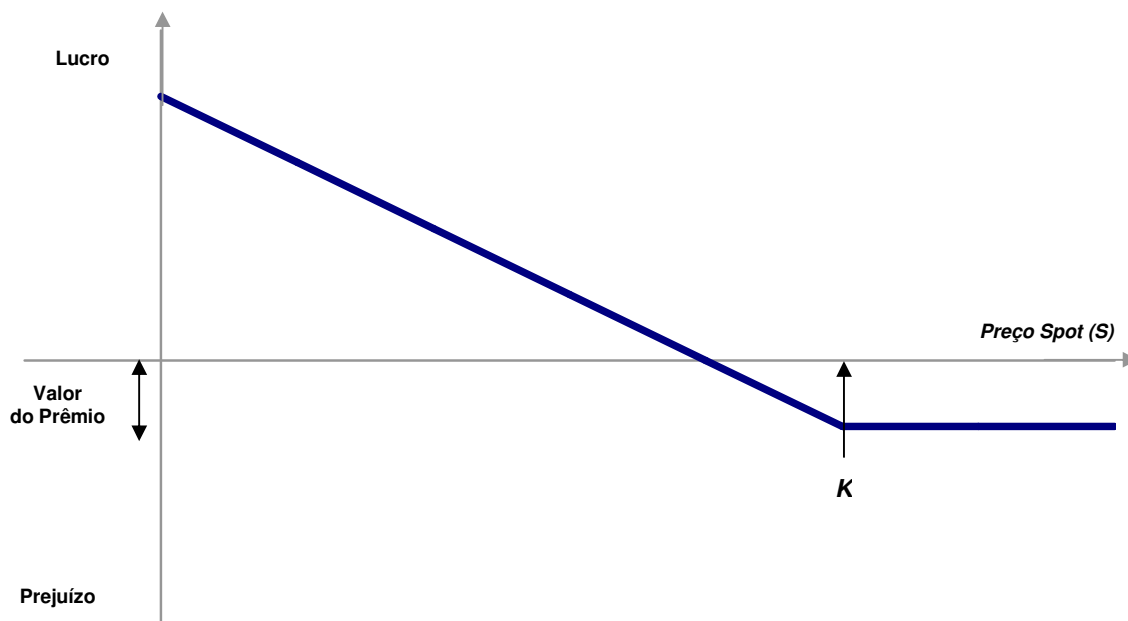


Figura 3.6 – Demonstração do exercício e liquidação de uma opção de venda

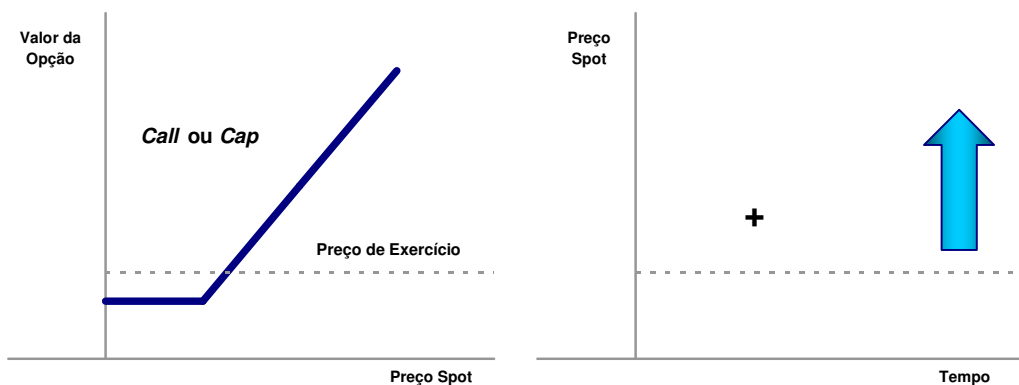
#### 3.3.4.1. Caps, Floors e Collars

A utilização de *caps* (*preço teto*) proporciona ao comprador uma proteção em relação à variação de preço. O contrato é baseado no preço *spot*, contudo, é acordado um nível de preço, estabelecido pelo preço teto (*cap price*), que limita o preço do produto comercializado. Obter um contrato com preço teto é similar a adquirir uma opção de compra onde o comprador não paga o prêmio, mas tem a obrigação de exercê-la na data ou até a data de liquidação conforme o tipo de opção.

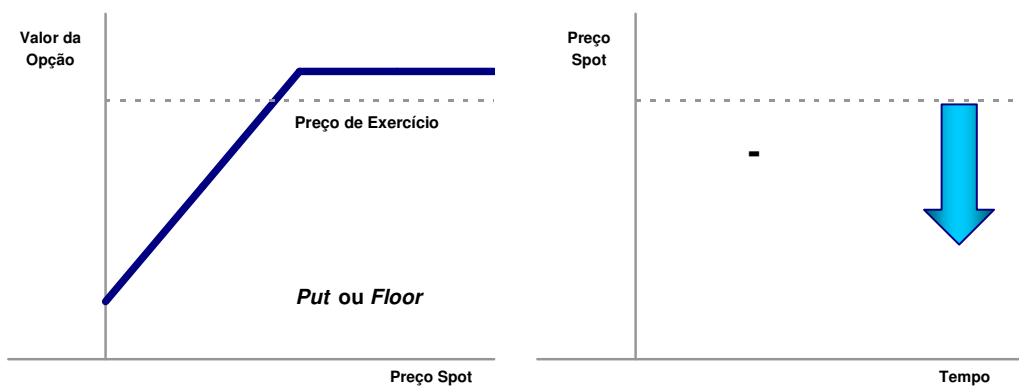
Os contratos que adotam preço piso (*floor*) garantem um preço mínimo a ser pago pelo produto determinado pelo preço piso (*floor price*). Um contrato com *floor* é semelhante a vender uma opção de venda onde o comprador não paga o prêmio, mas tem a obrigação de exercê-la na data ou até a data de liquidação.

Um *collar* é a composição de um *cap* e um *floor*, ou seja, a compra de uma opção de compra (*Call*) e a venda de uma opção de venda (*put*). A figura 3.7 traz uma demonstração gráfica de um *cap*, de um *floor* e *collar*.

### Compra de uma *call*



### Venda de uma *put*



### Compra de uma *collar*

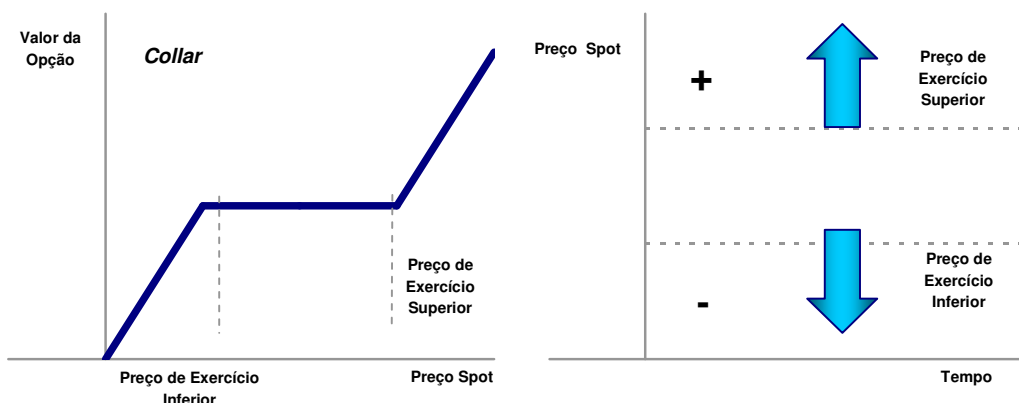


Figura 3.7 – Demonstração gráfica do efeito de um *cap*, um *floor* e um *collar*

### **3.4. Contratação de energia elétrica no ambiente de atacado**

#### **3.4.1. A liberação dos Contratos Iniciais**

Em 1998 foi fixado um período de transição contratual iniciado com a assinatura dos Contratos Iniciais, no mesmo ano, com período de suprimento que se estende até 31 de dezembro de 2005.

As quantidades contratadas foram determinadas pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI e Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste – CCON, para o ano de 1998, e pelos Planos Decenais de Expansão elaborados pelo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, para o período de 1999 a 2002.

Estes contratos foram firmados considerando uma redução gradual a razão de 25% ao ano do montante referente ao ano de 2002.

#### **3.4.2. *Self Dealing***

No processo de desregulamentação do setor foi estabelecido o limite de contratação entre empresas que pertençam a um mesmo grupo econômico. O limite de autocontratação é aplicável a empresas distribuidoras e determina que a produção de energia elétrica destas empresas e a aquisição de energia de empresas a ela vinculadas<sup>8</sup> não pode exceder a 30% de da energia comercializada com todos os seus consumidores em um período de 12 meses (Resolução ANEEL 278, 2000).

Na apuração da parcela de autocontratação, não são consideradas as quantidades associadas a Contratos Iniciais, a contratos onde a energia seja proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH, fontes alternativas e centrais cogeradoras qualificadas pela ANEEL.

Adicionalmente, até 2012, também não serão considerados os contratos lastreados por termelétricas que iniciaram sua operação em 2001 e 2002 e por termelétricas que façam parte do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT e que iniciaram sua operação até 31 de dezembro de 2004.

---

<sup>8</sup> Segundo a Resolução ANEEL 278 de 2000, empresas vinculadas são empresas coligadas, controladas ou controladoras que possuem em comum um ou mais acionistas que detêm, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, participação igual ou superior a 10% (dez por cento) do capital votante. No caso de sociedades limitadas, tal participação corresponde ao capital social da empresa

Apesar da Lei 10.848, de 15 de março de 2004, extinguir o limite de autocontratação, em função do estabelecimento do ACR e da impossibilidade das distribuidoras de adquirir energia de qualquer outra forma que não seja os leilões regulados, a Resolução ANEEL 278 de 2000 ainda não foi revogada.

### **3.4.3. O ambiente de contratação regulada vigente**

O Decreto 5.163 definiu, em seu art 2º, § 2, incisos I e II, dois ambientes de contratação para a indústria de energia elétrica:

...“I - Ambiente de Contratação Regulada - ACR o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

II - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;”

A fim de assegurar a segregação dos ambientes de comercialização, os contratos existentes, registrados na ANEEL até 16 de março de 2004, foram impedidos de serem aditados no que tange ao aumento das quantidades contratadas, período de suprimento e preço. Exceção feita apenas aos casos onde o aditamento for motivado por repotenciação de PCH's, sendo permitida apenas a alteração das quantidades contratadas permanecendo inalterados o preço e prazo do contrato. (§ único, art. 21º da Lei 10.438).

A legislação obriga os agentes vendedores a apresentarem lastro para garantir a cobertura da totalidade de seus contratos de venda assim como os agentes distribuidores a garantir o atendimento a totalidade de seu requisito através de contratos registrados na CCEE. Os consumidores atendidos parcial ou integralmente no ACL também devem garantir o atendimento de seu respectivo requisito de energia através de contratos registrados na CCEE ou através de geração própria.

De forma a criar condições às distribuidoras de atender as suas obrigações, a atual legislação institui a sistemática de leilões regulados realizados no ACR.

Tal processo prevê, anualmente, a declaração dos agentes de distribuição, vendedores, autoprodutores e consumidores livres de seus respectivos requisitos para os cinco anos subseqüentes, no entanto, apenas as distribuidoras devem apresentar as necessidades de contratação para o atendimento da totalidade de seus requisitos.

A energia elétrica a ser licitada é proveniente de empreendimentos de geração existentes e novos empreendimentos de geração e os leilões de compra serão promovidos baseados nas declarações de necessidades dos agentes e com a seguinte periodicidade e características:

- a) **Leilão de A-5:** São leilões realizados com antecedência de cinco anos em relação ao início do período de suprimento. Dado que legislação prevê que o lastro físico destes contratos é oriundo de novos empreendimentos, as necessidades de contratação servirão de base para o MME licitar novas obras para a expansão da oferta. Estes contratos têm prazos de duração entre quinze e trinta anos.
- b) **Leilão de A-3:** Análogo ao leilão de A-5, estes leilões são realizados com antecedência de três anos em relação ao início do período de suprimento e também possuem o lastro físico destes contratos baseados em novos empreendimentos de geração. Estes contratos têm prazos de duração entre quinze e trinta anos.
- c) **Leilão de A-1:** são leilões realizados no ano que antecede ao início do período de suprimento. Estes contratos possuem garantia física associada aos empreendimentos de energia existente. Os contratos têm período de suprimento entre cinco e quinze anos.
- d) **Leilão de ajuste:** é prevista a realização, para o ano em curso, de leilões específicos para a contratação de ajuste pelos agentes de distribuição com prazo de suprimento máximo de dois anos.

A figura 3.7 apresenta esquematicamente as alternativas de contratação da distribuidora em um determinado ano.

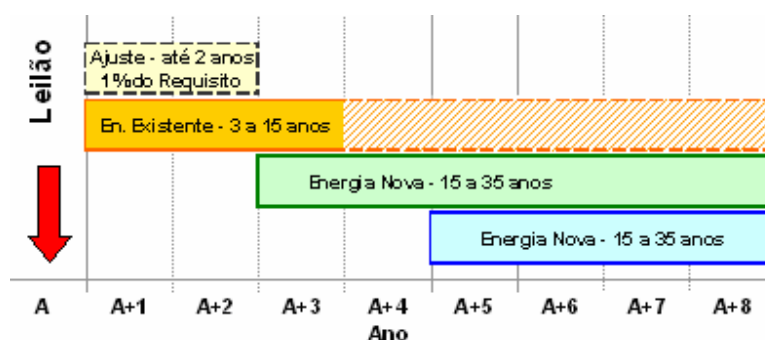


Figura 3.7 – Representação esquemática dos principais produtos oferecidos nos leilões do ACR

A fim de estabelecer um período de transição, foi previsto um leilão de compra de energia proveniente de empreendimentos de energia existente abrangendo produtos com início de suprimento em 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009 sem limites para as quantidades contratadas.

Em adição aos contratos contraídos no ACR, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, na verificação do cumprimento das obrigações dos agentes de distribuição, a legislação trata os demais contratos de compra de energia da seguinte forma:

- a) Contratos homologados até 16 de março de 2004;
- b) Energia contratada através de leilões regulados;
- c) Energia associada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- d) Energia associada ao contrato Itaipu;
- e) Energia adquirida de geração distribuída.

Com o intuito de garantir a expansão da oferta e a modicidade tarifária, além de obrigar os agentes a contratar todo o seu requisito, foram definidos limites e regras de repasse para as quantidades adquiridas nos leilões regulados. Desse modo, foram criados os conceitos de Valor de Referência - VR, Limite Inferior de Reconstratação - LI e Valor de Referência da Energia Existente – VRE os quais serão apresentados nas seções subsequentes.

Os limites e regras de repasse para os contratos bilaterais firmados e homologados até 16 de março de 2004 foram respeitados assim como o tratamento para a despesa com a aquisição da energia de Itaipu. O custo de energia associada ao PROINFA é integralmente repassado às tarifas como determina a Lei 10.438 de 26 de abril de 2002.

Até o final de 2006, foram realizados cinco leilões dos quais três tiveram produtos provenientes de energia existente e dois associados a energia nova. O primeiro e o segundo leilão, ocorridos em 16 de dezembro de 2004 e 02 de abril de 2005, respectivamente, atenderam ao disposto no art.25º do Decreto 5.163, que determinou a realização, em 2004 e 2005, de leilões de compra de energia elétrica provenientes de energia existente com período de suprimento de oito anos e início de suprimento em 2005, 2006 e 2007, e com período de suprimento de 5 anos e início de suprimento em 2008 e 2009. A Tabela 3.1 sintetiza todos os eventos ocorridos até o final do ano de 2006.

Tabela 3.1 – Leilões realizados até o final do ano de 2006

| <b>Evento</b>                  | <b>Data</b> | <b>Classificação</b> |
|--------------------------------|-------------|----------------------|
| 1º Leilão de Energia Existente | 16/12/2004  | Transição            |
| 2º Leilão de Energia Existente | 2/4/2005    | Transição            |
| 3º Leilão de Energia Existente | 11/10/2005  | Transição            |
| 4º Leilão de Energia Existente | 11/10/2005  | Transição            |
| 1º Leilão de Energia Nova      | 16/12/2005  | A-5                  |
| 1º Leilão de Ajuste            | 31/8/2005   | Ajuste               |
| 2º Leilão de Ajuste            | 1/6/2006    | Ajuste               |
| 2º Leilão Energia Nova         | 29/6/2006   | A-3                  |
| 3º Leilão de Ajuste            | 29/9/2006   | Ajuste               |
| 3º Leilão Energia Nova         | 10/10/2006  | A-5                  |
| 5º Leilão de Energia Existente | 14/12/2006  | A-1                  |

Os resultados do primeiro e segundo leilões são apresentados nas tabelas 3.2, 3.3.

Tabela 3.2 – Resultados do primeiro leilão de energia existente realizado em 16 de dezembro de 2004.

| <b>Produto<br/>(ano de início de entrega)</b> | <b>Quantidade<br/>Negociada<br/>(MW-medio)</b> | <b>Preço de<br/>fechamento<br/>(R\$/MWh)</b> | <b>Duração dos<br/>contratos<br/>(anos)</b> | <b>Período de<br/>suprimento</b> |
|-----------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------|----------------------------------|
| 2005                                          | 9.054                                          | 57,51                                        | 8 anos                                      | 2005-2012                        |
| 2006                                          | 6.872                                          | 67,33                                        | 8 anos                                      | 2006-2013                        |
| 2007                                          | 1.172                                          | 75,46                                        | 8 anos                                      | 2007-2014                        |

Tabela 3.3 – Resultados do segundo leilão de energia existente realizado em 02 de abril de 2005.

| <b>Produto<br/>(ano de início de entrega)</b> | <b>Quantidade<br/>Negociada<br/>(MW-medio)</b> | <b>Preço de<br/>fechamento<br/>(R\$/MWh)</b> | <b>Duração dos<br/>contratos<br/>(anos)</b> | <b>Período de<br/>suprimento</b> |
|-----------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------|----------------------------------|
| 2008                                          | 1325                                           | 83,13                                        | 8 anos                                      | 2008-2015                        |
| 2009                                          | ----                                           | ----                                         | Excluído durante o leilão                   |                                  |

Cabe salientar que o produto, cujo início de suprimento era previsto para 2009, foi retirado pelo MME durante o processo do leilão.

Em virtude do não atendimento pleno da demanda do produto com início de suprimento em 2006 e do cancelamento do produto com início de 2009, foram realizados o terceiro e quarto leilões em outubro de 2005 sendo os resultados apresentados na tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Resultados do terceiro e quarto leilões de energia existente realizados em outubro de 2005.

| <b>Produto<br/>(ano de início de entrega)</b> | <b>Quantidade<br/>Negociada<br/>(MW-medio)</b> | <b>Preço de<br/>fechamento<br/>(R\$/MWh)</b> | <b>Duração dos<br/>contratos<br/>(anos)</b> | <b>Período de<br/>suprimento</b> |
|-----------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------|----------------------------------|
| 2006                                          | 102                                            | 62,95                                        | 3 anos                                      | 2008-2015                        |
| 2009                                          | 1167                                           | 94,91                                        | 8 anos                                      | 2009-2016                        |

Em dezembro de 2005, foi organizado o primeiro leilão de energia nova contemplando produtos com início de suprimento em 2008, 2009 e 2010, conforme determinada o Decreto nº 5.597 de 28 de novembro de 2005. Os resultados deste leilão são apresentados na tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Resultados do primeiro leilão de energia nova realizado em dezembro de 2005.

| Ano Inicial de Entrega | Fonte        | Quantidade Negociada (MW-medio) | Preço Médio Fechamento (R\$/MWh) | Descrição da Fonte                 | Volume (MW-med) |
|------------------------|--------------|---------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|-----------------|
| 2008                   | Hidrelétrica | 71                              | 106,95                           | Botox                              | 71              |
|                        | Termelétrica | 561                             | 132,26                           | UTE Termorio                       | 352             |
|                        |              |                                 |                                  | UTE Emergencial.<br>Bagaço de cana | 178<br>31       |
| 2009                   | Hidrelétrica | 46                              | 113,89                           | UHE Retiro Baixo<br>Botox          | 36<br>10        |
|                        | Termelétrica | 855                             | 129,26                           | UTE Carvão - Jacuí                 | 254             |
|                        |              |                                 |                                  | Botox Petrobrás                    | 469             |
|                        |              |                                 |                                  | Diesel<br>Bagaço de cana           | 66<br>64        |
| 2010                   | Hidrelétrica | 891                             | 114,83                           | Novas UHE<br>Botox                 | 417<br>474      |
|                        | Termelétrica | 862                             | 121,81                           | Botox - Petrobras                  | 570             |
|                        |              |                                 |                                  | Carvão Candiota III                | 292             |

Em agosto de 2005 foi lançado o primeiro leilão de ajuste cuja realização não se efetivou por ausência de compradores inscritos.

Quase um ano após o primeiro leilão de ajuste foi organizado o segundo leilão. Neste evento, diferentemente dos leilões regulares (A-1, A-3 e A-5), as distribuidoras participantes apresentam seus produtos aos vendedores. Neste segundo leilão as distribuidoras presentes foram CEB, CELPA e SAELPA e o resultado é apresentado na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Resultados do segundo leilão de ajuste.

| Ano Inicial de Entrega | Produto   | Comprador | Quantidade (MW-med) | Duração (meses) | Preço (R\$/MWh) |
|------------------------|-----------|-----------|---------------------|-----------------|-----------------|
| 2005                   | CEL0330NE | CELB      | 2,5                 | 3               | 29,12           |
| 2005                   | CPA0630N  | CELPA     | 13,5                | 6               | 45,63           |
| 2005                   | SAE0630NE | SAELPA    | 1,5                 | 6               | 34,39           |

Dando seqüência, foi realizado, em 29 de junho de 2006, o leilão de A-3 para cobrir as parcelas frustradas nos leilões anteriores e assegurar às distribuidoras o direito de adquirir o equivalente a 2% de sua carga para cobertura de eventuais desvios de mercado. A Tabela 3.7 apresenta o resultado.

Tabela 3.7 – Resultados do segundo leilão de energia nova

| Ano Inicial de Entrega | Produto      | Quantidade Negociada (MW-medio) | Preço Médio Fechamento (R\$/MWh) | Descrição da Fonte | Volume (MW-med) |
|------------------------|--------------|---------------------------------|----------------------------------|--------------------|-----------------|
| 2009                   | Hidrelétrica | 1028                            | 126,77                           | Botox              | 940             |
|                        |              |                                 |                                  | PCH                | 88              |
|                        | Termelétrica | 654                             | 132,39                           | Bagaço de Cana     | 58              |
|                        |              |                                 |                                  | Óleo Combustível   | 286             |
|                        |              |                                 |                                  | Cavaco de Madeira  | 2               |
|                        |              |                                 |                                  | Óleo Diesel        | 288             |
|                        |              |                                 |                                  | Biogás             | 10              |
|                        |              |                                 |                                  | Gás Natural        | 10              |

Três meses após o segundo leilão de energia nova foi realizado o terceiro leilão de ajuste. Participaram deste evento a CEB e a ENERGIPE como compradores. Os resultados são apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Resultados do terceiro leilão de ajuste.

| Ano Inicial de Entrega | Produto   | Comprador | Quantidade (MW-med) | Duração (meses) | Preço (R\$/MWh) |
|------------------------|-----------|-----------|---------------------|-----------------|-----------------|
| 2005                   | CEB0310SE | CELB      | 0                   | 3               | 0               |
| 2005                   | ENE0310NE | ENERGIPE  | 10                  | 3               | 73,96           |

Apesar da CEB ter solicitado 4,5 MW médios não houve vendedor para atendimento no submercado Sudeste/Centro-Oeste

Em outubro de 2006, foi realizado o terceiro leilão de energia nova (A-5) para início de suprimento a partir de 2011. Os resultados são apresentados na Tabela 3.9

Tabela 3.9 – Resultados do terceiro leilão de energia nova

| Ano Inicial de Entrega | Produto      | Quantidade Negociada (MW-medio) | Preço Médio Fechamento (R\$/MWh) | Descrição da Fonte  | Volume (MW-med) |
|------------------------|--------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------|-----------------|
| 2011                   | Hidrelétrica | 569                             | 120,86                           | UHE Dardadelos      | 147,00          |
|                        |              |                                 |                                  | UHE Mauá            | 192,00          |
|                        |              |                                 |                                  | Botox               | 230,00          |
|                        | Termelétrica | 535                             | 137,44                           | Bagaço de cana      | 61,00           |
|                        |              |                                 |                                  | Gás de processo     | 200,00          |
|                        |              |                                 |                                  | Gás natural         | 200,00          |
|                        |              |                                 |                                  | Óleo combustível A1 | 5,00            |
|                        |              |                                 |                                  | Óleo diesel         | 69,00           |

Por fim, em dezembro de 2006, foi realizado o quinto leilão de energia existente referente ao leilão de A-1. O resultado é apresentado na Tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Resultado do quinto leilão de energia existente realizado em 14 de dezembro de 2006.

| <b>Produto<br/>(ano de início de<br/>entrega)</b> | <b>Quantidade<br/>Negociada<br/>(MW-medio)</b> | <b>Preço de<br/>fechamento<br/>(R\$/MWh)</b> | <b>Duração dos<br/>contratos<br/>(anos)</b> | <b>Período de<br/>suprimento</b> |
|---------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------|----------------------------------|
| 2007                                              | 204                                            | 104,74                                       | 8 anos                                      | 2007-2014                        |

#### 3.4.3.1. Valor anual de referência – VR

No sentido de estabelecer limite e regular o repasse para as tarifas dos consumidores finais dos custos da energia adquirida nos leilões regulados e aquisição de energia de geração distribuída é estabelecido o VR. A equação (3.8) apresenta a forma de cálculo do VR (Decreto 5.163, 2004).

$$VR = \frac{(VL5 \cdot Q5 + VL3 \cdot Q3)}{(Q5 + Q3)} \quad (3.8)$$

Onde:

- VL5** - valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano A-5, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;
- Q5** - Quantidade total, em MWh, adquiridos nos leilões realizados no ano A-5;
- VL3** - valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano A-3, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;
- Q3** - Quantidade total, em MWh, adquiridos nos leilões realizados no ano A-3;

Para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para início de entrega naqueles anos. (Decreto 5.911,2006)

Para os anos de 2008 e 2009, o VR será o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos. (Decreto 5.911,2006)

#### **3.4.3.2. Limite inferior de recontratação**

Com o intuito de limitar a aquisição de energia de novos empreendimentos em detrimento da energia proveniente de centrais existentes e, conseqüentemente, reduzir o impacto sobre as tarifas dos custos da energia nova e evitar que seja sinalizada uma necessidade de expansão da oferta equivocada, são definidos os conceitos de Limite Inferior de Recontratação – LI e Valor de Referência de Energia Existente – VRE.

O valor de LI é determinado como demonstra a equação (3.9)

$$LI = MR - 4\% \cdot MI \quad (3.9)$$

A variável MR representa o Montante de Reposição o qual é definido pela quantidade de energia elétrica objeto de contratos que forem extintos, ou tiverem previsão de redução da quantidade contratada, no ano dos leilões de energia existentes em A-1 (Decreto 5.911, 2006). O Montante de Reposição tem validade a partir de 2009.

O valor de MI, chamado de montante inicial, corresponde a quantidade de energia associada aos CCEAR's no ano A-1. A figura 3.8 representa graficamente o cálculo de MI.

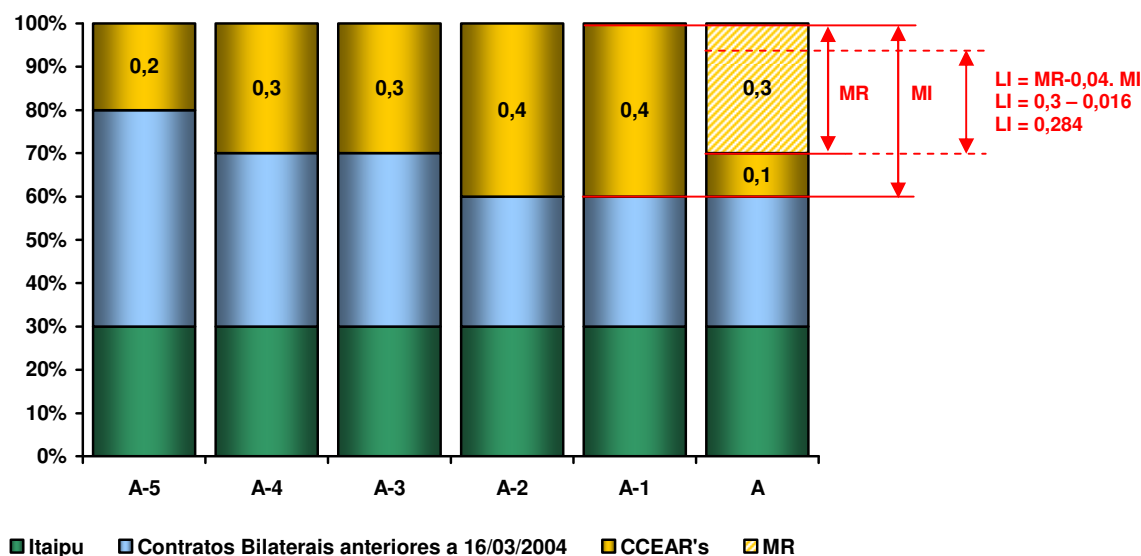


Figura 3.8 – Representação esquemática do cálculo do Limite Inferior de Recontração

### 3.4.3.3. Valor de referência da energia existente - VRE

O Valor de Referência da Energia Existente – VRE é utilizado para regular o repasse do custo da energia de novos empreendimentos caso a contratação resultante dos leilões lastreados em energia de empreendimentos existentes seja menor que o limite inferior de recontração.

O VRE é calculado conforme apresenta a equação (3.10).

$$VRE = \frac{VR \cdot VLE}{VL5} \quad (3.10)$$

Onde:

**VLE** - valor médio ponderado, em R\$/MWh, da aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de A-1

### 3.4.3.4. Penalidade por insuficiência de lastro de contratação

Conforme já descrito, os agentes geradores e comercializadores devem apresentar garantia física para todas as suas operações de venda de energia, assim como os distribuidores e consumidores

livres devem garantir o atendimento de 100% de seu requisito através de contratos registrados na CCEE ou geração própria.

Para os agentes vendedores - geradores e comercializadores - a aferição da cobertura contratual é apurada mensalmente através da diferença entre o somatório dos valores de requisito de energia e o somatório das quantidades contratadas do 11º mês anterior até mês de verificação inclusive. (CCEE – Regras de Comercialização – Submódulo de Penalidades).

Já para os agentes de distribuição a verificação do lastro se dá através da apuração do requisito e energia contratada observados no ano civil (CCEE – Regras de Comercialização – Submódulo de Penalidades).

A penalidade a ser recolhida dos agentes, caso haja o descumprimento das regras de lastro, é calculada através do produto da quantidade de energia consumida ou vendida que excede a garantida física pelo máximo valor entre o PLD e o Valor de Referência – VR (CCEE – Regras de Comercialização – Submódulo de Penalidades).

#### **3.4.3.5. Regras e limites de repasse dos custos de energia à tarifa**

Apresentados os principais conceitos que fundamentam os limites de repasse da energia adquirida através dos CCEAR's, são detalhadas a seguir as regras aplicáveis a cada tipo de contrato sob a ótica dos leilões regulados.

##### *Regras de repasse para CCEAR's associados a empreendimentos existentes*

Conforme já mencionado, foi estabelecido um período de transição e realizados, em caráter excepcional, leilões lastreados em energia de empreendimentos existentes com início de suprimento entre os anos de 2005 a 2009.

A legislação determina o repasse integral dos custos de energia adquirida em leilões de energia existente. Contudo há exceção para os leilões de A-1 realizados no período de 2005 a 2008 para entrega no ano subsequente. Nestes casos o repasse é integral apenas para a parcela de energia contratada equivalente a 1% da carga verificada no ano anterior. Para a quantidade excedente, o repasse é limitado a 70% do custo médio de aquisição de energia associada a empreendimentos existentes para entrega a partir dos anos de 2005 a 2008.

A partir de 2009, nos leilões de energia existente para entrega a partir de 2010, cada agente de distribuição poderá contratar energia correspondente a seu montante de reposição e, havendo oferta de energia, é permitido contratar até 105% do montante de reposição.

Segundo o Decreto 5.163, a compra de energia pelo Distribuidor através dos leilões de ajuste está limitada a 1% de sua carga total sendo garantido o repasse integral até o limite do VR. Cabe destacar que a Lei 10.848 é menos restritiva e possibilita que o limite de contratação via leilões de ajuste possa atingir até 5% da carga total da distribuidora.

#### *Regras de repasse para CCEAR's adquiridos em leilões de A-3*

Para os contratos firmados no leilão de A-3, o repasse dos custos às tarifas será limitado ao VR nos três primeiros anos e limitado ao valor de aquisição para os demais anos de suprimento. Este procedimento é aplicável apenas sobre a quantidade de energia inferior a 2% da carga do agente distribuidor verificada no ano A-5. Caso a quantidade ultrapasse a 2% da carga do agente distribuidor verificada no ano A-5, o limite de repasse da parcela excedente será o menor valor entre VL5 e VL3 (inciso II, art 36º da Lei 10.848).

Além disso, em um determinado ano A, caso o LI não seja atendido por meio de contratação de energia associada a empreendimentos existentes, o VRE será aplicado como limite de repasse do custo relativo a parcela dos CCEAR's adquiridos no leilão de A-3 que corresponde a diferença entre o LI e a quantidade de energia proveniente de empreendimentos existentes efetivamente contratada.

Caso a quantidade de energia dos CCEAR's associados ao leilão de A-3 seja insuficiente para a aplicação do mecanismo de repasse, o procedimento será aplicado a parcela dos CCEAR's, relacionados ao leilão de A-5, equivalente a quantidade de energia remanescente.

O mecanismo não será aplicado quando o LI não é atingido devido a insuficiência de oferta de energia de empreendimentos existentes nos leilões de A-1.

Para os anos de 2007 e 2008, o repasse dos custos de aquisição para os contratos provenientes de novos empreendimentos será integral.

A razão da adoção do LI e das restrições de repasse relacionadas a sua violação será discutida mais adiante nesta seção.

### *Regras de repasse para CCEAR's adquiridos em leilões de A-5*

Para os contratos oriundos do leilão de A-5 será autorizado o repasse dos custos às tarifas limitado ao VR nos três primeiros anos e limitado ao valor de aquisição para os demais anos de vigência do contrato. A exceção a esta regra ocorre quando não for respeitado o LI pela contratação de energia no leilão de A-3 e a energia associada a estes contratos for insuficiente para a aplicação do VRE como limite de repasse.

Nestes casos, como já fora observado, o VRE será adotado como limite de repasse na parcela de energia relacionada a contratos de energia de leilão de A-5 equivalente a parcela remanescente de violação do LI.

Os quadros 3.1 e 3.2 trazem uma síntese dos limites de repasse e aquisição de energia dos CCEAR's. No que tange a contratação regulada, temos dois momentos diferentes: um primeiro período, delimitado pelos anos 2005 e 2009, é denominado para fins deste trabalho de período de transição e representado pelo Quadro 3.11; e um segundo momento, a partir de 2009, que é o período de regime permanente sendo representado pelo Quadro 3.12.

Quadro 3.11 – Limite de aquisição e repasse dos CCEAR's para o período de 2005 a 2010

|                     | Limite de Aquisição      |                                                               |                                                               |                                 |                                                                                                 |                                                |
|---------------------|--------------------------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|
|                     | 2005                     | 2006                                                          | 2007                                                          | 2008                            | 2009                                                                                            | 2010                                           |
| Leilão de Transição | (a) não há limite        |                                                               |                                                               |                                 |                                                                                                 |                                                |
| Leilão de A-1       |                          | (b) $\leq 1\%$ da Carga de A-1<br>(c) $> 1\%$ da Carga de A-1 |                                                               |                                 |                                                                                                 | (d) MR<br>(e) 105% de MR                       |
| Leilão de A-3       |                          |                                                               | (f) $\leq 2\%$ da Carga de A-5<br>(g) $> 2\%$ da Carga de A-5 |                                 |                                                                                                 |                                                |
| Leilão de A-5       |                          |                                                               |                                                               |                                 | (h) não há limite                                                                               | (i) não há limite, respeitando MR              |
| Leilão de Ajuste    | (j) 1% da Carga do ano A |                                                               |                                                               |                                 |                                                                                                 |                                                |
|                     | Limite de Repasse        |                                                               |                                                               |                                 |                                                                                                 |                                                |
|                     | 2005                     | 2006                                                          | 2007                                                          | 2008                            | 2009                                                                                            | 2010                                           |
| Leilão de Transição | (a) CA                   |                                                               |                                                               |                                 |                                                                                                 |                                                |
| Leilão de A-1       |                          | (b) CA<br>(c) 70% de CME (2005-2008)                          |                                                               |                                 |                                                                                                 | (d) CA<br>(e) Há disponibilidade: CA           |
| Leilão de A-3       |                          |                                                               | (f) CA<br>(g) CA                                              | (h) VR<br>(i) $\min [VL3, VL5]$ | (j) MR atendido: CA<br>MR violado: VRE<br>(k) MR atendido: $\min [VL3, VL5]$<br>MR violado: VRE |                                                |
| Leilão de A-5       |                          |                                                               |                                                               |                                 | (l) VR                                                                                          | (m) MR atendido por A-3: VR<br>MR violado: VRE |
| Leilão de Ajuste    | (j) $\min [CA, VR]$      |                                                               |                                                               |                                 |                                                                                                 |                                                |

Onde:

CA : Custo de aquisição de Energia

CME (2005-2008) : Custo médio de aquisição de energia associada a empreendimentos existentes para entrega a partir dos anos de 2005 a 2008

Quadro 3.12 – Limite de aquisição e repasse dos CCEAR's em regime permanente

| Limite de Aquisição |                          |                                      |     |                                                               |     |                                                |     |                                        |     |                                                |
|---------------------|--------------------------|--------------------------------------|-----|---------------------------------------------------------------|-----|------------------------------------------------|-----|----------------------------------------|-----|------------------------------------------------|
|                     | A-5                      | A-4                                  | A-3 | A-2                                                           | A-1 | A                                              | A+1 | A+2                                    | A+3 | A+4                                            |
| Leilão de A-1       |                          | (a) MR<br>(b) 105% de MR             |     |                                                               |     |                                                |     |                                        |     |                                                |
| Leilão de A-3       |                          |                                      |     | (c) $\leq 2\%$ da Carga de A-5<br>(d) $> 2\%$ da Carga de A-5 |     |                                                |     |                                        |     |                                                |
| Leilão de A-5       |                          |                                      |     |                                                               |     | (e) não há limite respeitado MR                |     |                                        |     |                                                |
| Leilão de Ajuste    | (f) 1% da Carga do ano A |                                      |     |                                                               |     |                                                |     |                                        |     |                                                |
| Limite de Repasse   |                          |                                      |     |                                                               |     |                                                |     |                                        |     |                                                |
|                     | A-5                      | A-4                                  | A-3 | A-2                                                           | A-1 | A                                              | A+1 | A+2                                    | A+3 | A+4                                            |
| Leilão de A-1       |                          | (a) CA<br>(b) Há disponibilidade: CA |     |                                                               |     |                                                |     |                                        |     |                                                |
| Leilão de A-3       |                          |                                      |     | (c) MR atendido: VR<br>MR violado: VRE                        |     |                                                |     | (c) MR atendido: CA<br>MR violado: VRE |     |                                                |
|                     |                          |                                      |     | (d) MR atendido: $\min [VL3, VL5]$<br>MR violado: VRE         |     |                                                |     |                                        |     |                                                |
| Leilão de A-5       |                          |                                      |     |                                                               |     | (e) MR atendido por A-3: VR<br>MR violado: VRE |     |                                        |     | (e) MR atendido por A-3: CA<br>MR violado: VRE |
| Leilão de Ajuste    | (f) $\min [CA, VR]$      |                                      |     |                                                               |     |                                                |     |                                        |     |                                                |

Onde:  
CA : Custo de aquisição de Energia

Avaliando os limites de contratação e repasse para o período de 2005 a 2009 é possível constatar que a legislação foi concebida de forma a restringir a contratação de energia a partir dos leilões de A-1 e de A-3.

Neste sentido, as distribuidoras encontraram nos leilões de transição, realizados em 07 de dezembro de 2004 e em 02 de abril de 2005, o meio de atender toda sua necessidade até que se tenha início a entrada de novos empreendimentos de geração.

A partir de 2009 o correto sinal, necessário para a expansão da oferta, é garantido através da declaração das necessidades dos agentes de distribuição e das limitações da contratação de energia nova por meio da instituição do MR. Por outro lado, a energia oriunda de empreendimentos existentes terá sua recontração estimulada através das regras de repasse dos custos associados a contratação de energia juntamente com o estabelecimento do MR e do LI o que garante a complementaridade e não a concorrência entre a energia existente e a energia nova.

Embora seja coerente e correto a segregação de espaços para contratação de energia nova e existente, até mesmo para que a expansão da oferta não seja equivocada e venha a gerar capacidade ociosa, as regras que tornam este fato possível também implicam na aumento da complexidade do processo de estratégia de contratação da distribuidora.

Um exemplo pode ser dado através do atendimento do limite inferior na contratação de energia. A Figura 3.9 demonstra a aquisição de energia para um determinado ano A, sendo que em A-1 há o término do contrato **CCEAR 1**. Dessa forma, constitui-se para o ano A um valor de LI que deve ser atendido através da contratação de energia existente.

A distribuidora resolve contratar em A-5 toda a necessidade de energia de A, respeitando o LI, baseado em sua projeção de demanda.

Contudo, no momento em que a distribuidora deve contratar para atender o LI através do leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes, em A-1, o requisito verificado é inferior ao planejado em A e a distribuidora passa a estar sujeita ao não reconhecimento nas tarifas de parte dos custos de compra de energia associada aos leilões de energia nova.

O oposto também pode ocorrer dado que é permitido a distribuidora contratar somente até 100% de MR com garantia de repasse a tarifa dos consumidores finais. Caso ocorra um aumento imprevisto do requisito e a necessidade de contratação em A-1, no ano A, seja superior ao planejado em A-5 e A-3, quando foram determinadas as quantidade de energia nova a serem adquiridas para este mesmo ano, a distribuidora solicitará uma quantidade de energia superior ao MR e poderá não ser totalmente atendida e ser penalizada por subcontratação ou ter parte dos custos de aquisição da energia não repassados.

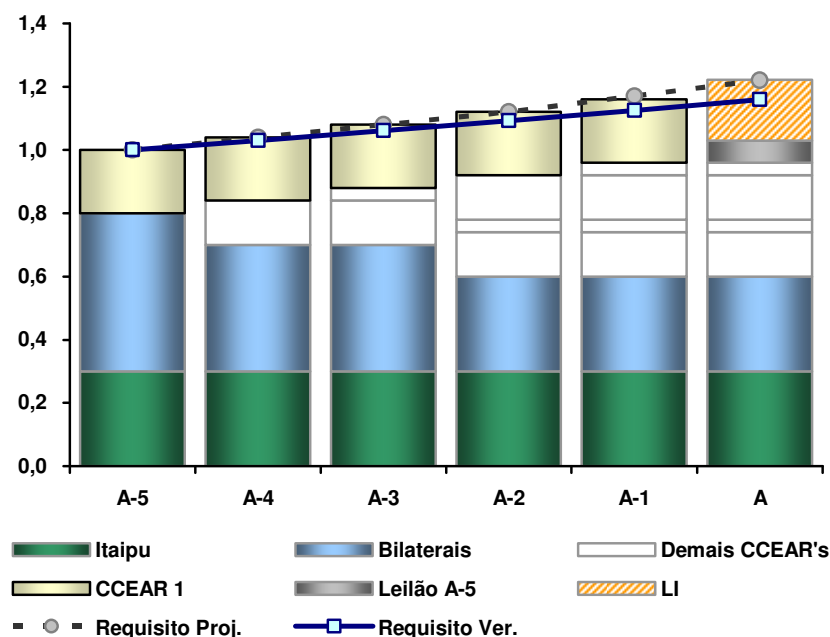


Figura 3.9 – Representação do atendimento do limite inferior de recontração

#### 3.4.3.6. Incentivo para a contratação

Como já mencionado, quando o mecanismo de contratação atingir o regime permanente, o VR será constituído por meio dos preços e quantidades contratadas resultantes dos leilões de energia nova de A-3 e A-5. Levando-se em conta que o período para a instalação de novos projetos gira em torno de 2 a 5 anos, conclui-se que, em regime permanente, os leilões de A-3 contemplarão projetos termelétricos que exigem um tempo de construção e instalação entre 2 e 3 anos. Já os leilões de A-5 serão voltados para os projetos hidrelétricos que possuem um tempo de maturação por volta de 4 a 5 anos.

Atualmente, as termelétricas apresentam preços de venda de energia superiores quando comparados aos preços das hidrelétricas.

Partindo deste pressuposto, o VR tenderá a ser superior ao preço dos leilões de A-5 e inferior ao preço dos leilões de A-3. Dessa forma, dado que a legislação estabelece que o repasse dos custos de energia proveniente de contratos associados a energia nova será limitado ao VR para os três primeiros anos de vigência do contrato, a aquisição de energia em leilões de A-5 representam um potencial ganho para a distribuidora assim como um incentivo para a aquisição desta energia.

### **3.4.3.7. Mecanismos de mitigação dos riscos das distribuidoras**

A legislação institui alguns mecanismos de maneira a permitir a mitigação dos riscos de penalidades a que as distribuidoras estão sujeitas.

Até 2004, a legislação vigente permitia o repasse às tarifas da despesa de compra de energia necessária apenas para a cobertura da totalidade do mercado de fornecimento, perdas de distribuição e Rede Básica. Por outro lado, as distribuidoras detinham a liberdade da contratação de até 5% do total de seu requisito através de contratos de curto prazo ou até mesmo exposição a liquidação do MAE.

Portanto, eventuais sobrecontratações acarretavam em despesa para as distribuidoras sem cobertura tarifária.

Dado que a regulação atual exige que as distribuidoras estejam contratadas na totalidade de seu requisito de energia, a manutenção do procedimento de repasse dos custos de compra de energia vigentes até então, onde não eram reconhecidas as despesas de aquisição de energia associadas as sobras, exigiria um grau inalcançável de precisão das distribuidoras nas projeções de mercado de forma que não fossem gerados déficits ou sobras de energia dentro de um período tarifário, principalmente devido ao horizonte estabelecido.

Sendo assim, uma das maneiras de atenuar o impacto das incertezas sobre as projeções de mercado, foi o reconhecimento e repasse para as tarifas dos consumidores finais de uma sobre contratação equivalente a até 3% do requisito das distribuidoras.

Para minimizar o risco de subcontratação, foi instituído, entre outros mecanismos de mitigação de risco das distribuidoras, os leilões de ajuste. Estes leilões poderão ser realizados direta ou indiretamente pela ANEEL, resultam em contratos com prazo de suprimento de até 2 anos (Art. 26 do Decreto 5.163) e têm por finalidade complementar as necessidades das distribuidoras para o ano em curso sendo a quantidade de energia adquirida limitada a 1% do requisito. (§ 1º do art 26º do Decreto 5.163).

Outra característica dos leilões de ajuste é a permissão da participação de agentes comercializadores como vendedores. (§ 1º do art 26º do Decreto 5.163).

Adicionalmente ao leilão de ajuste, há a possibilidade da distribuidora contratar a qualquer momento, através de chamada pública, até 10% de seu requisito em contratos de energia lastreados

em centrais de geração distribuída conectadas ao seu sistema de distribuição. As condições e os critérios de certificação das centrais qualificadas como geração distribuída são disciplinados pelas Resoluções ANEEL 167/05 e 228/06.

Outra forma de atenuação dos impactos da atual legislação sobre as distribuidoras é o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD. O MCSD consiste em liquidar sobras e déficits entre as distribuidoras de maneira a aliviar a exposições positivas e negativas sem afetar os princípios do modelo institucional.

Desse modo, é permitido mensalmente o rateio de sobras e déficits da energia contratada no ACR através de cessões ou aditivos contratuais partindo do princípio de que não resulte em impacto financeiro para nenhum dos agentes compradores ou vendedores.

Na prática, os agentes distribuidores, com excesso ou déficit de energia, declaram as quantidades a que estão dispostos a ceder ou receber e o mecanismo será aplicado de forma a minimizar estas exposições positivas e negativas promovendo a cessão de direitos contratuais entre os agentes.

Contudo, os mecanismos anteriormente apresentados não são abrangentes o bastante para dar cobertura a todos os riscos das distribuidoras.

Mesmo tendo previsto as variáveis econômicas com precisão e obtendo sucesso na previsão do mercado, uma distribuidora pode deparar-se com a realização de um requisito inferior ao projetado. Este fato ocorre, pois a distribuidora está sujeita a outra incerteza representada pela migração de consumidores cativos para o mercado livre.

Portanto, embora seja bem sucedida em seu planejamento, a distribuidora pode ser penalizada por sobrecontratação.

Neste sentido, a legislação prevê a redução dos CCEAR's associados a empreendimentos existentes em função da saída de consumidores cativos para o mercado livre. Esta redução é voluntária, válida a partir do mês da migração do consumidor e efetiva-se a partir da data solicitada pela distribuidora. A quantidade reduzida deve abranger todos os CCEAR's provenientes de energia existente vigentes na data da opção e proporcionalmente as quantidades contratadas (inciso I do art. 29º, do Decreto 5.163).

Na prática, a sobra de energia resultante da migração do consumidor é absorvida pelo vendedor, o que é justo, pois é permitido a este agente comercializar energia tanto no ACR quanto no ACL. Portanto, o decremento de suas vendas no ambiente regulado ocasiona um incremento do mercado livre e uma nova oportunidade de comercialização.

A fim de minimizar o impacto sobre os agentes vendedores, a legislação impõe que a revisão das quantidades contratadas devido a migração de consumidores seja precedida da aplicação do MCSD, conforme disposto no inciso I, § 2º, art. 29º do Decreto 5.163.

Além disso, é permitido as distribuidoras reduzir anualmente o equivalente a 4% da quantidade inicial contratada de CCEAR's associados a empreendimentos existentes a título de variações de mercado. Este direito poderá ser exercido pelo comprador no ato da declaração anual de necessidades de contratação e possui validade dois anos após a declaração que deu origem ao contrato objeto da redução. Exemplificado, para os leilões de energia existente realizados em 2004, a redução só poderá ser exercida em 2006 e deverá constar da declaração anual de 2005.

A figura 3.10 sintetiza os meios de mitigação dos riscos da distribuidora.

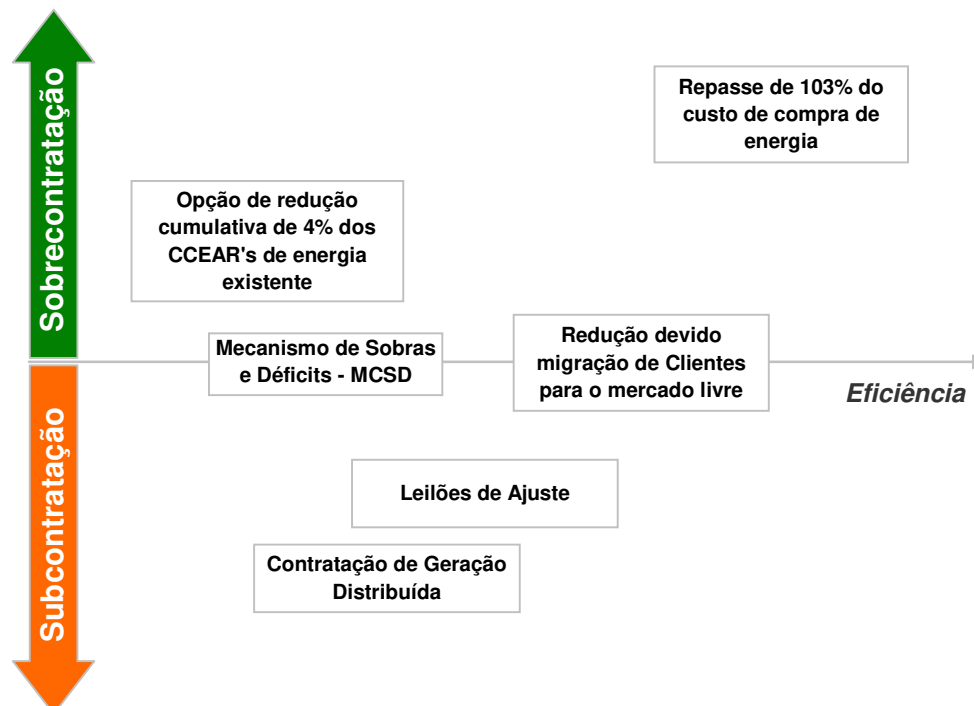


Figura 3.10– Mecanismos de mitigação de riscos das distribuidoras

Analizando todos os meios de atenuação das incertezas relacionadas as distribuidoras na atividade de contratação de energia, constata-se que a medida de maior impacto é a permissão das sobras de até 3% do requisito, uma vez que fornece maior flexibilidade para suportar os ajustes necessários no sentido de corrigir os desvios de projeção.

Em segundo lugar, a eliminação do risco de migração de cliente através da possibilidade de redução de CCEAR's pode ser mencionada como um grande avanço e, neste caso, pode ser adotada tanto para eliminar um excesso de energia contratada ou pode não ser exercida caso o consumo observado seja superior ao projetado e a eventual saída de um consumidor da base de cativos pode compensar, mesmo que parcialmente, o crescimento imprevisto de mercado.

O leilão de ajuste é importante, mas a limitação de contratação de 1% do requisito do distribuidor restringe sua eficácia e torna esta alternativa uma medida marginal no processo da definição da estratégia de negociação.

Quanto a contratação de geração distribuída, apesar da possibilidade de aquisição de uma quantidade significativa de energia, sua eficácia está diretamente relacionada a potência instalada disponível na área de concessão da distribuidora. Outro ponto a ser ressaltado está relacionado a adoção do VR como limite de repasse do custo deste tipo de contratação e a opção de fontes, como PCH e Biomassa, comercializarem energia com consumidores especiais<sup>9</sup>.

Caso o VR não seja suficientemente alto, a distribuidora sofrerá a concorrência dos consumidores especiais na aquisição de parte da geração distribuída. O efeito é nulo se os consumidores em questão estiverem instalados em seu sistema, já que o mercado cativo será reduzido, por outro lado, se este consumidor estiver conectado a outra área de concessão, a disputa pela energia pode representar um risco para efetivação da contratação por parte da distribuidora.

O MCSD pode contribuir para a reversão de um cenário de sobrecontratação ou subcontratação, mas está sujeita a condição dos demais agentes, a disposição destes de participar do mecanismo e a quantidade declarada de déficit ou sobra.

Avaliando a dinâmica do MCSD, constata-se que o mecanismo tem-se demonstrado eficaz no atendimento das necessidades das distribuidoras principalmente devido a migração de consumidores

---

<sup>9</sup> A Resolução ANEEL 247/06 define consumidor especial como o consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrante(s) do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW

cativos para o mercado livre e a obrigatoriedade da aplicação do MCS *ex ante* a redução dos montantes contratados dos CCEAR's.

Quanto a redução de 4% da quantidade contratada de CCEAR's, observa-se que este procedimento possui baixo impacto dado que para obter uma redução de 1% do total da energia contratada seria necessário que os CCEAR's provenientes de energia existente atingissem uma participação de 25% da carga da distribuidora.

No entanto, é importante ressaltar, que este mecanismo é o único que ganha eficiência ao longo do tempo, pois as reduções são cumulativas e baseadas na quantidade inicial contratada.

### **3.5. A contratação com o consumidor final (Ambiente de varejo)**

A figura do consumidor livre foi instituída na indústria de energia elétrica brasileira em 1995 pela Lei 9074.

Em um primeiro momento, foi permitido aos consumidores, com demanda igual ou superior a 10 MW e tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV, a opção de escolher livremente seu fornecedor de energia elétrica.

A partir de 2000, o pré-requisito de demanda para o enquadramento como consumidor livre foi reduzido de 10 MW para 3 MW. O limite mínimo de tensão de fornecimento permaneceu em 69 kV para os consumidores conectados até o ano de 1995. Para os novos clientes, ligados a partir de 1995, não foi estabelecido limite mínimo de tensão para o exercício da opção de aquisição de energia por outro fornecedor. (Art. 16º da Lei 9074/95).

Em 1998, foi permitido a todos os consumidores com demanda superior a 500 kW a estabelecer contratos de fornecimento na modalidade consumidor livre com empreendimentos classificados como PCH's independentemente de sua tensão de fornecimento ou data de instalação (Lei 9.648 alterando o art. 26º da Lei nº 9.427/96).

Além disso, a ANEEL foi autorizada a conceder às PCH's o direito de desconto de até 50% sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, de forma a dar competitividade a este tipo de fonte e incentivo às fontes alternativas que possuem um custo superior ao das centrais de maior porte em função da baixa economia de escala.

Em 2002, a Lei 10.438, estendeu-se o direito de comercializar energia com clientes, consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja demanda seja superior a 500 kW, às demais fontes alternativas de energia - eólica, solar e biomassa -, cuja capacidade instalada seja menor ou igual a 30 MW, e autorizou a ANEEL a conceder o desconto também aos clientes de até 50% sobre a parcela da TUSD aplicada a demanda.

Estas medidas possibilitaram a criação de um novo nicho de mercado através da permissão do acesso de consumidores de menor porte ao mercado livre, principalmente, àqueles supridos em tensões inferiores como a subclasse de tensão A4 a qual abrange consumidores conectados em sistemas cuja tensão de fornecimento está entre 2,3 e 25 kV. Para estes consumidores a componente de uso do sistema na tarifa final de fornecimento é superior quando comparado aos valores de clientes com demanda superior a 3 MW e que, predominantemente, fazem parte da subclasse A2 (Tensão de fornecimento entre 69 a 138 kV). Dessa forma, a possibilidade de desconto aplicado a TUSD, propiciado pelas PCHs e fontes alternativas, viabiliza a migração para o mercado livres de clientes de menor porte pertencentes ao Grupo A.

Em dezembro de 2006, entrou em vigor a Resolução ANEEL 247 com a finalidade de regulamentar a comercialização entre fontes incentivadas e consumidores especiais<sup>10</sup>. Este ato foi fruto necessidade de estabelecer regras e em função das experiências obtidas, até então, a partir deste tipo de comercialização.

### **3.5.1. A contratação para consumidor livre sob a regulação atual**

A legislação atual insere novas obrigações e limitações aos clientes livres. Uma destas mudanças é a adesão compulsória dos clientes livres a CCEE (Art. 50 do Decreto 5.163). Até então, a maioria destes agentes era representada por agentes comercializadores ou geradores.

Outro aspecto relevante é necessidade de aviso prévio de cinco anos para retorno a situação de atendimento cativo (Art. 52 do Decreto 5.163). Este condicionante é reflexo das penalidades impostas às distribuidoras em caso da violação dos limites de cobertura contratual no atendimento de seu mercado. Além disso, partindo da premissa de que os leilões de A-5 serão predominantemente atendidos por fontes hidráulicas e que, em tese, o custo desta energia será inferior ao das fontes

---

<sup>10</sup> A Resolução ANEEL 247/06 define consumidor especial como o consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A”, integrante(s) do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW

termelétricas, o incremento do requisito da distribuidora ocasionado pelo retorno da carga de consumidores livre ao mercado cativo será atendido ao menor custo para a expansão da oferta.

Portanto, o retorno de clientes livres para a base do mercado cativo das distribuidoras e a quantidade de energia associada devem ser conhecidos em tempo hábil de forma a serem contemplados adequadamente no processo de elaboração da estratégia de contratação destas empresas. Entretanto, fica a critério das distribuidoras a flexibilização deste prazo.

Além disso, a partir de 2005, assim como os agentes de distribuição e comercialização, todos os consumidores livres devem informar ao MME a sua carga para os cinco anos subseqüentes.

Todos estes requisitos podem representar uma oportunidade de agregação de serviços e valor aos agentes vendedores de energia. Podem ser adicionados aos contratos de venda de energia, produtos como gestão e otimização da operação na CCEE, projeção de demanda, representação junto ao MME entre outros.

## **Capítulo 4**

### **Metodologia para modelagem da contratação de energia**

#### **4.1. As decisões de contratação de uma empresa comercializadora**

Após o racionamento de 2001/2002, o cenário de oferta de energia em excesso e a expectativa de preços de curto prazo bastante baixos motivaram a migração de consumidores cativos para o mercado livre. Com isso, este mercado passou a ganhar relevância atraindo novas comercializadoras culminando no aumento da interação e competitividade entre os agentes deste segmento. O crescimento do mercado e o aumento da liquidez levaram as comercializadoras a criar e manter constante o monitoramento de uma estratégia de negociação e o desenvolvimento de novos produtos, serviços e opções contratuais.

É necessário ressaltar o papel desenvolvido pelas comercializadoras no âmbito do mercado livre. Inicialmente as comercializadoras utilizam da especulação no sentido de buscar vendedores e compradores para o produto e identificar assimetrias de informações entre eles de maneira a tornar possível a compra e venda. Desse modo, a comercializadora adquire quantidades de energia e revende a outros agentes garantindo sua margem de negociação.

Neste aspecto, a fim de criar e aproveitar as oportunidades, as comercializadoras assumem posições como vendedores ou compradores líquidos no mercado ficando expostas ao preço de liquidação de curto prazo. Dado que não possuem ativos, estas empresas operam com um grau de alavancagem elevado o que caracteriza a natureza de risco desta atividade.

Quanto ao contexto da contratação, apesar de todas as mudanças regulatórias recentes, os procedimentos para o atendimento ao requisito e alocação dos recursos pouco mudaram. De fato, as condições atuais são mais favoráveis sob este aspecto. Atualmente as comercializadoras podem atender seu requisito através de contratos com qualquer duração, desde curto prazo (1 mês) a

contratos de longo prazo, diferentemente da regulamentação anterior onde o requisito caracterizado como consumo final deveria ser lastreado em contratos de longo prazo e apenas os demais contratos de venda poderiam ter como respaldo físico contratos com qualquer prazo de suprimento (Resoluções ANEEL nº 91/03 e 352/03).

Sendo assim, face o grau de risco da atividade e dado que o lastro físico pode ser composto por contratos de qualquer prazo, a evolução do PLD e a assertividade na projeção dos preços de mercado são determinantes na definição da estratégia de negócio no ramo de comercialização de energia.

Outro ponto de influência a ser observado é a flexibilidade contratual. Usualmente os contratos de longo prazo são adquiridos em base anual, contudo, os registros na CCEE são realizados em base horária sendo os valores anuais desagregados através dos processos de sazonalização e modulação.

Geralmente, a sazonalização dos contratos é definida ao final de cada ano estabelecendo as quantidades mensais para o ano subsequente. Já as quantidades horárias, são determinadas ao final de cada mês para o mês corrente, caso o processo seja *ex post*, ou para o mês subsequente, caso a modulação seja *ex ante*.

Portanto, estes procedimentos são as formas do agente comprador planejar o atendimento aos seus requisitos, proteger-se ou beneficiar-se da exposição ao mercado de curto prazo dado que aferição do lastro contratual e do atendimento ao mercado é realizada baseado na média móvel para as comercializadoras e geradoras.

Em suma, a estratégia de contratação de energia dos agentes comercializadores deve estar pautada pela observância dos processos de formação de preços de mercado e exposições decorrentes de flexibilidades contratuais, que podem ser adquiridas através do processo de compra ou precificadas durante a negociação de venda de energia.

## **4.2. Características dos contratos de compra e venda vigentes na indústria de energia elétrica brasileira**

### **4.2.1. Contrato de Itaipu**

A construção da usina hidrelétrica de Itaipu foi viabilizada através do acordo internacional firmado entre o Brasil e Paraguai e legitimada pela Lei 5.899 de 5 de julho de 1973.

A partir de 1993, foram atribuídas quotas da demanda disponibilizada pela hidrelétrica de Itaipu a todas as distribuidoras dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul na proporção da participação destas empresas no mercado de venda agregado dos dois subsistemas.

A cada quota-parte foi associada uma quantidade da energia assegurada de Itaipu, a qual é utilizada como recurso no atendimento do requisito da distribuidora e uma parcela da demanda total. A comercialização da energia é realizada pela Eletrobrás.

Além do estabelecimento das quotas-parte, outra particularidade deste contrato é a forma de pagamento que é efetuado mensalmente e baseado no produto da parcela da demanda atribuída a cada agente, em kilowatt (kW), por uma tarifa determinada em dólar por kilowatt (US\$/kW) convertida em moeda nacional pela taxa de câmbio do último dia útil do mês de competência.

A demanda e energia assegurada de Itaipu são definidas pela ANEEL e, em 2004, o MME publicou a Portaria 303 que fixa, além da energia assegurada das usinas do SIN, a assegurada de Itaipu para o período de 2005 a 2014. Adicionalmente, em 2006, em função da alteração do mercado das empresas quotistas e da necessidade de abranger outras distribuidoras dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, ocorreu a redefinição das quotas-parte a serem aplicadas a partir de 2008 com uma nova revisão a partir de 2011 (Resolução ANEEL 218/06). A Tabela 4.1 apresenta as empresas quotistas e as respectivas quotas-parte.

Cabe ainda a ANEEL estabelecer anualmente a sazonalidade da energia assegurada de Itaipu e distribuí-la na proporção das quotas-parte de cada distribuidora.

Com relação à modulação da energia vinculada ao contrato, esta é processada automaticamente pela CCEE segundo regras e procedimentos de mercado e, dessa forma, o agente distribuidor, detentor do contrato, não possui nenhuma gestão sobre esta energia.

Tabela 4.1 – Relação da empresas quotistas de Itaipu

| Empresa                                                   | Submercado | Quota-parte Atual | Quota-parte a partir 2008 | Quota-parte a partir 2011 |
|-----------------------------------------------------------|------------|-------------------|---------------------------|---------------------------|
| AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.              | S          | 2,93%             | 3,39%                     | 3,32%                     |
| Ampla Energia e Serviços S/A.                             | SE/CO      | 2,91%             | 3,45%                     | 3,38%                     |
| Bandeirante Energia S/A.                                  | SE/CO      | 5,77%             | 4,15%                     | 4,07%                     |
| Caiuá Distribuição de Energia S/A.                        | SE/CO      |                   | 0,10%                     | 0,38%                     |
| Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.                    | SE/CO      | 0,76%             | 1,87%                     | 1,83%                     |
| Centrais Elétricas Santa Catarina S/A.                    | S          | 4,46%             | 7,14%                     | 7,00%                     |
| Companhia Nacional de Energia Elétrica                    | SE/CO      |                   | 0,05%                     | 0,18%                     |
| Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins      | SE/CO      | 0,05%             |                           |                           |
| Companhia Energética de Brasília                          | SE/CO      | 1,35%             | 1,70%                     | 1,67%                     |
| Companhia Energética de Goiás                             | SE/CO      | 2,30%             | 3,35%                     | 3,28%                     |
| Companhia Energética de Minas Gerais                      | SE/CO      | 17,30%            | 13,59%                    | 13,31%                    |
| Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE             | S          | 2,59%             | 2,95%                     | 2,89%                     |
| Companhia Força e Luz Cataguazes - Leopoldina             | SE/CO      |                   | 0,16%                     | 0,45%                     |
| Companhia Força e Luz Mococa                              | SE/CO      |                   | 0,02%                     | 0,08%                     |
| Companhia Jaguari de Energia Elétrica                     | SE/CO      |                   | 0,04%                     | 0,20%                     |
| Companhia Luz e Força Santa Cruz                          | SE/CO      |                   | 0,09%                     | 0,33%                     |
| Companhia Paranaense de Energia                           | S          | 6,51%             | 8,05%                     | 7,89%                     |
| Companhia Paulista de Energia Elétrica                    | SE/CO      |                   | 0,04%                     | 0,12%                     |
| Companhia Paulista de Força e Luz                         | SE/CO      | 8,06%             | 8,84%                     | 8,66%                     |
| Companhia Piratininga de Força e Luz                      | SE/CO      | 5,48%             | 4,59%                     | 4,50%                     |
| Companhia Sul Paulista de Energia                         | SE/CO      |                   | 0,05%                     | 0,16%                     |
| Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas | SE/CO      |                   | 0,04%                     | 0,14%                     |
| ELEKTRO - Eletricidade e Serviços S/A.                    | SE/CO      | 4,39%             | 4,70%                     | 4,61%                     |
| Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A.  | SE/CO      | 17,59%            | 15,98%                    | 15,67%                    |
| Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema      | SE/CO      |                   | 0,08%                     | 0,29%                     |
| Empresa Elétrica Bragantina S/A.                          | SE/CO      |                   | 0,07%                     | 0,32%                     |
| Empresa Energética de Mato Grosso do Sul                  | SE/CO      | 1,03%             | 1,32%                     | 1,29%                     |
| Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.                    | SE/CO      | 2,53%             | 2,52%                     | 2,47%                     |
| Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.            | S          |                   | 0,02%                     | 0,07%                     |
| Light - Serviços de Eletricidade S/A.                     | SE/CO      | 11,84%            | 8,63%                     | 8,46%                     |
| Rio Grande Energia S/A.                                   | S          | 2,14%             | 3,03%                     | 2,97%                     |

#### 4.2.2. Contratos Iniciais

Como já mencionado, os Contratos Iniciais foram estabelecidos como parte da transição no processo de liberalização do mercado de energia elétrica.

Portanto, estes acordos bilaterais de longo prazo foram firmados entre a maioria das empresas geradoras e distribuidoras<sup>11</sup> de maneira a garantir o atendimento as necessidades destas empresas durante o período de desregulamentação do setor. Para a maioria dos Contratos Iniciais ocorreu a redução gradual de 25% ao ano a partir de 1º de janeiro de 2003 até o término destes contratos ocorrido em 31 de dezembro de 2005. Permanecem ainda vigentes alguns Contratos Iniciais com distribuidoras da região Sul com término previsto para 31 de dezembro de 2011.

Aos Contratos Iniciais está associada uma determinada quantidade de energia e demanda sendo os preços baseados no conceito de tarifa binômia, ou seja, há uma tarifa para a energia, expressa em R\$/MWh, e outra para a demanda, expressa em R\$/kW.

Dessa forma, os pagamentos mensais são calculados pela soma do produto da energia pela tarifa de energia e do produto da demanda pela tarifa de demanda.

O processo de sazonalização destes contratos é regido por procedimentos de mercado específicos (Módulo 3 – Contratos - Regras de Comercialização da CCEE, 2005). A alocação das quantidades mensais possui como limite superior a própria demanda contratada e deve ser negociada com os supridores. Nos casos onde não há consenso entre o comprador e o vendedor a CCEE sazonalizará as quantidades contratadas segundo o perfil da carga do comprador estabelecido no Sistema de Informações de Mercado para Planejamento do Setor Elétrico – SIMPLES da Eletrobrás.

A modulação dos Contratos Iniciais, assim como Itaipu, também é determinada por procedimentos de mercado.

Portanto, o agente distribuidor possui pouca gestão na alocação de energia vinculada aos Contratos Iniciais.

#### **4.2.3. Contratos Bilaterais**

Como contratos bilaterais podem ser classificadas todas as operações de mercado contraídas bilateralmente em condição de livre negociação.

---

<sup>11</sup> Os contratos Iniciais são definidos e regidos por Leis e Decretos federais, e estão contemplados nas Resoluções ANEEL 267 e 451 de 1998, 141 de 1999, 361, 444 e 447 de 2000, 044, 045, 173, 470 de 2001 e nº 722 de 20002 da ANEEL foram firmados entre empresas geradoras/distribuidoras, distribuidoras/distribuidoras ou entre geradores com tarifas fixadas pela ANEEL.

A CCEE define os contratos bilaterais como *contratos de compra e venda de energia negociados livremente entre dois agentes de Mercado sem a interferência da CCEE, sendo divididos em duas subcategorias de acordo com o prazo de duração do Contrato: Longo Prazo (igual ou superior a seis meses de duração sendo necessário o protocolo de registro de contrato na ANEEL) e Curto Prazo (inferior a seis meses de suprimento)*(Site da CCCE, 2005).

Com a criação do ACR, os contratos bilaterais, como definidos, ficaram restritos aos relacionamentos comerciais entre agentes comercializadores, geradores e consumidores livres.

Contudo, os contratos bilaterais firmados pelas distribuidoras e aprovados pela ANEEL até 16 de março de 2004 permanecem válidos até o término do período de suprimento (Art. 21 da Lei 10.848).

Dado que estas operações envolviam um agente regulado, a distribuidora, os contratos bilaterais estavam sujeitos a análise prévia e aprovação da ANEEL. Invariavelmente era evitada a introdução de opções, flexibilidades e cláusulas que, mesmo traduzindo uma oportunidade e facilidades de gerenciamento do portfólio da distribuidora, poderiam representar riscos a estes agentes.

Contudo, entre os agentes não regulados todos os arranjos contratuais podem ser introduzidos nas operações bilaterais desde a adoção de opções, preços vinculados ao PLD e flexibilidade das quantidades contratadas entre outros.

Dessa forma, contratos bilaterais podem representar uma simples negociação de compra de um bloco de energia de curto prazo sem qualquer flexibilidade até aquisições de energia de longo prazo com cláusulas de flexibilidade de sazonalização, modulação, quantidade contratada e todo o tipo de alternativa possível.

#### **4.2.4. Contratos de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR**

O objeto dos CCEAR's é a contratação de quantidade de energia anual e potência associada e podem ser classificados como contratos provenientes de empreendimentos de energia existente ou de energia nova.

Além disso, os CCEAR's possuem duas modalidades de contratação que são quantidade ou disponibilidade de energia como definidas pelo documento **Modelo Institucional do Setor Elétrico**, do MME.

*...“contratos de quantidade de energia – iguais aos atualmente chamados contratos bilaterais de energia e aos contratos Iniciais, nos quais os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos geradores, arcando eles com todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada;*

*contratos de disponibilidade de energia – nos quais tanto os riscos, como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada (“placa”), são alocados ao pool e repassados aos consumidores regulados”...*

O ponto de entrega da energia nas duas modalidades é o submercado do vendedor. No entanto, como observado, o risco da operação integrada será assumido pelo vendedor ou comprador dependendo da modalidade contratada.

Como risco da operação integrada pode-se destacar o risco hidrológico. No que tange a cada bacia hidrográfica individualmente, o risco hidrológico dos empreendimentos ali instalados é atenuado pelo MRE onde, tendo como referência a energia assegurada, a quantidade de energia em excesso das usinas das demais bacias é repassada aos empreendimentos deficitários ao custo equivalente a Tarifa de Energia de Otimização – TEO. Com isso, o risco reside no desembolso para a remuneração da quantidade de energia recebida.

Contudo, nos períodos hidrológicos críticos onde o sistema é atingido como um todo, a produção de energia das usinas termelétricas substitui parte da produção hidrelétrica no atendimento ao mercado.

A redução da geração hidrelétrica pode culminar em uma produção do MRE como um todo inferior ao total de energia assegurada. A fim de promover o ajuste necessário, a energia assegurada de cada empreendimento participante do MRE é reduzida na proporção da produção total em relação a assegurada total do MRE.

Cabe ressaltar, que apesar de todo este processo ser predominantemente uma consequência da escassez hidrológica, a redução pode ocorrer ou não independentemente da observação de uma

conjuntura desfavorável para as centrais hidrelétricas. Basta que a operação do sistema leve a produção total das usinas do MRE ser inferior a assegurada total destas mesmas usinas ou ocorrer uma redução considerável do mercado como verificado no racionamento de 2001-2002.

Todo este processo é previsto e necessário para a própria aplicação do MRE como previsto nos procedimentos de mercado (Módulo 4 – Energia Assegurada - Regras de Comercialização da CCEE)

Embora esta redução não acarrete em uma diminuição de garantia física e não expõe o agente às penalidades associadas, o gerador deve adquirir a parcela reduzida no mercado sujeito aos preços de curto prazo.

Por outro lado, quando a operação integrada leva as usinas do MRE a produzir uma quantidade de energia superior a energia assegurada total gera-se um excedente, chamado de energia secundária, o qual é valorado ao PLD e distribuído a todos os participantes do MRE na proporção de suas energias assegurada.

Constata-se, que estas incertezas são significativas para os empreendimentos hidrelétricos e são praticamente indiferentes às centrais termelétricas.

Em contrapartida, as termelétricas possuem outros fatores de risco como o custo variável de produção e as variações dos preços dos combustíveis.

Portanto, nos CCEAR's por quantidade o risco de perda ou ganho fruto da operação e condições do sistema e os custos variáveis e de combustível, quando houver, são absorvidos pelo vendedor.

Já nos contratos por disponibilidade, para as hidrelétricas os custos associados ao risco hidrológico serão assumidos pelos compradores; no caso das termelétricas, apenas o custo variável é arcado pelo comprador e, em ambos os casos, os custos são repassados às tarifas dos consumidores finais. (Modelo Institucional do Setor Elétrico, 2003).

Quanto a qualificação das fontes de energia os contratos podem ser classificados como CCEAR's associados a empreendimentos existentes ou a novos empreendimentos como já mencionado na seção **3.4.3 O ambiente de contratação regulada vigente.**

Com relação as flexibilidades contratuais, os CCEAR's prevêm que a sazonalização seja acordada entre o comprador e o vendedor dentro dos limites de 85% a 115% da quantidade anual contratada, além das quantidades mensais estarem limitadas a potência associada ao contrato. Caso a energia sazonalizada não seja enviada à CCEE no prazo determinado pelos Procedimentos e Regras de Comercialização vigentes, a quantidade anual contratada será distribuída mensalmente segundo o perfil da carga do comprador consolidada pelo SIMPLES, da Eletrobrás.

Sob o aspecto da modulação, esta é definida por Procedimentos de Mercado específicos onde CCEAR's serão modulados conforme o perfil da carga remanescente da distribuidora, deduzidas as quantidades dos demais contratos registrados na CCEE, respeitando o limite de potência associado ao contrato. (Módulo 3 – Contratos - Regras de Comercialização da CCEE, 2005).

Dessa forma, a ação do agente comprador é restrita limitando a otimização na alocação das quantidades contratadas.

#### **4.3. Modelagem de contratos**

Como apresentado nas seções anteriores, cada contrato possui suas particularidades e, a fim de abranger todas as suas características, são agrupados segundo sua fonte, tipo e classe.

A informação da fonte de um contrato especifica a que tipo de lastro o contrato bilateral está associado além de diferenciar os contratos de Itaipu, Iniciais e CCEAR's. Esta informação é necessária basicamente no processo de construção das restrições contratuais, regulatórias e relacionadas aos CCEAR's e possui as seguintes classificações:

- a) **C – Comp.:** atribuída aos contratos bilaterais de fonte competitiva;
- b) **P – PCH.:** associada aos contratos bilaterais de fonte competitiva cuja fonte seja PCH's;
- c) **T – PPT.:** define os contratos cujo lastro é oriundo de termelétricas dos PPT;
- d) **B – Bio.:** define os contratos cuja fonte são usinas a biomassa;
- e) **IT – Itaipu :** caracteriza o contrato de Itaipu
- f) **CI – C. Ini.:** especifica os Contratos Iniciais

- g) **L – Leilões** : associada aos CCEAR's e alternativas de aquisição de energia baseadas nos leilões regulados futuros

Quanto ao tipo do contrato, esta informação visa classificar os contratos segundo suas características de flexibilidade. Dessa forma, em relação ao tipo, os contratos podem ser classificados da seguinte maneira:

- a) **Flexível**: classificação é atribuída a contratos que possuem uma quantidade anual de energia determinada e limites máximos e mínimos de modulação e sazonalização definidos. Este grupo abrange a grande maioria dos contratos existentes;
- b) **Pré-definido**: definição associada a contratos que não possuem flexibilidade de alocação mensal das quantidades anuais contratadas sendo o perfil de sazonalização definido previamente. Esta característica pode ser encontrada no contrato de Itaipu e em contratos onde a energia contratada está vinculada a produção das unidades geradoras. Como, por exemplo, podem ser citados os contratos cuja a fonte seja biomassa, especificamente bagaço de cana, onde a produção de energia depende da safra de cana de açúcar;
- c) **Opção**: classificação designada aos relacionamentos comerciais que não possuem uma quantidade anual contratada definida. Portanto, quanto a energia contratada, é informado um limite máximo e mínimo cabendo ao próprio processo de obtenção da solução ótima definir a quantidade a ser adquirida.

A atribuição de classes visa identificar os CCEAR's e segregá-los dos contratos existentes a fim de que seja possível modelar as restrições do ACR. Sendo assim, são apresentadas as seguintes classes:

- a) **Existente**: esta classe abrange todos os contratos registrados na ANEEL até 16 de março de 2004 e aprovados;
- b) **Leilão – EX**: engloba todos os CCEAR's e alternativas de compra futuras provenientes de empreendimentos de energia existente;
- c) **Leilão – N1**: está associada a todos os CCEAR's e alternativas de compra futuras provenientes de empreendimentos de energia nova vinculados aos leilões de A-3;

d) **Leilão – N2:** engloba todos os CCEAR's e alternativas de compra futuras provenientes de empreendimentos de energia nova vinculados aos leilões de A-5;

A partir desta segregação é possível garantir que a modelagem possa abranger a grande maioria dos contratos de compra e venda de energia representando da forma mais adequada as flexibilidades, as excepcionalidades de cada relacionamento comercial e o impacto sobre as empresas simuladas.

#### **4.3.1. Modelagem de CCEAR's associados a leilões futuros**

Todos os leilões de compra são contemplados na modelagem como alternativas de compra da distribuidora, portanto, estão representados na função objetivo como qualquer outro contrato, mas possuem restrições específicas para que seja possível a identificação de uma combinação de contratos que mais se adeque às necessidades da distribuidora ao menor custo e, sobretudo, que minimize as penalidades de subcontratação.

O problema observado na constituição da formulação dos leilões reside no fato de que a legislação não determinou períodos de suprimento bem definidos e sim prazos mínimos e máximos como, por exemplo, ocorre com o leilão de energia existente, que pode ter sua vigência definida de 3 a 15 anos, ou os de energia nova que podem ter duração entre 15 a 35 anos.

Por outro lado, os leilões realizados revelaram que a definição do período de suprimento é definida pelo MME/ANEEL no edital de cada leilão, não cabendo aos agentes optar exceto nos leilões de ajuste. Portanto, a título de modelagem, são considerados prazos de duração fixos para os CCEAR's como apresentado na tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Período de vigência dos CCEAR's associado a futuros leilões regulados

| <b>Leilão</b> | <b>Duração dos Contratos (Anos)</b> |
|---------------|-------------------------------------|
| Ajuste        | 1                                   |
| A-1           | 5                                   |
| A-3           | 30                                  |
| A-5           | 30                                  |

Outro aspecto relevante está relacionado a flexibilidade, esta deve ser considerada de forma que a solução do problema venha a refletir as melhores formas de aquisição de energia para o grupo.

Neste sentido, na seção **4.6 Formulação do problema de otimização** é definido um grupo de restrições responsável por abranger todas as características contratuais e regulatórias que envolvem os leilões regulados.

#### **4.4. Variáveis de decisão**

O processo de contratação de energia de empresas da indústria de energia elétrica inicia-se com a determinação do requisito de energia a ser atendido quer seja vinculado ao atendimento do mercado cativo, clientes livres ou a cobertura de contratos bilaterais de venda.

A partir de então, levando em consideração os contratos de compra de energia vigentes, é possível estabelecer as quantidades a serem contratadas e avaliar as alternativas de aquisição de energia.

Desse modo, o bom planejamento deve indicar as quantidades associadas aos diversos produtos oferecidos que complementem a necessidade de recurso de forma que as quantidades alocadas, juntamente com contratos já existentes, minimizem o custo total de energia e os riscos de penalidades impostas pela legislação vigente e maximize o ganho no curto prazo em função da diferença de preços entre os patamares de carga.

Portanto, as variáveis de decisão na contratação de energia estão associadas às diversas alternativas de aquisição, a quantidade anual e a alocação das quantidades mensais, por patamar, de todos os contratos que compõem o portfólio.

Tratando-se de um grupo integrado de empresas, deve-se agregar às premissas de planejamento as oportunidades de agregação de valor através da maximização do resultado dos relacionamentos comerciais internos do grupo bem como as restrições adicionais e o foco na busca pelo ótimo global.

#### **4.5. Função objetivo**

O objetivo de qualquer empresa é maximizar seu lucro, o que pode ser alcançado através do aumento de suas vendas ou otimizando seus recursos. Na indústria de energia elétrica o raciocínio é semelhante, contudo, para as empresas distribuidoras os benefícios referentes a alocação ótima das quantidades contratadas são repassados aos consumidores finais dada a natureza da despesa de compra de energia ser considerada não gerenciável e seu custo ser repassado às tarifas de fornecimento. Portanto, às empresas distribuidoras interessa acima de tudo definir um portfólio de

contratos, baseado em contratos vigentes e alternativas de contratação futura, cuja finalidade principal é minimizar os riscos de eventuais penalidades e garantir o reconhecimento integral dos custos de compra de energia nas tarifas dos consumidores finais.

Por outro lado, a redução do custo de compra dos demais agentes, como os comercializadores, agrega valor a negócio.

Neste sentido, uma primeira opção para a função objetivo pode ser a formulação como uma simples minimização da despesa total de compra de energia de uma distribuidora como também o ponto ótimo de comercialização de um grupo de empresas que possuem relacionamentos comerciais entre si. Dessa forma, a finalidade principal passa a ser a redução ao máximo da despesa referente a contratos de partes não relacionadas e potencializar os ganhos internos do grupo explorando as flexibilidades dos contratos e os ganhos possíveis na CCEE através da alocação de sobras de energia nos patamares de maior preço em detrimento de déficits em patamares de menor preço como demonstra a equação (4.1).

É necessário observar a forma como são representados os CCEAR's relacionados a futuros leilões. Estas alternativas de aquisição de energia são modeladas como contratos de opção de compra pela distribuidora onde a quantidade é variável e não há nenhum prêmio associado a esta opção, dado que a legislação assegura de antemão o direito da distribuidora de definir os montantes a serem contratados. Sendo assim, neste caso, são omitidas as variáveis associadas ao prêmio desta opção.

$$\text{Min } z = \sum_{e=1}^q \sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^{12} \frac{1}{(1+\beta)^\alpha} \left( \begin{aligned} & \sum_{f=1}^s \text{Pe}_{ji}^{e,f} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{E}_{i,j,p}^{e,f} + \\ & \sum_{g=1}^t \left( \text{Pec}_{ji}^{e,g} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{Ec}_{i,j,p}^{e,g} + \text{M}_{i,j}^{e,g} \cdot \text{Pr c}_{i,j}^{e,g} \cdot \text{Ect}_{i,j}^{e,g} \right) \\ & - \sum_{k=1}^u \left( \text{Pev}_{i,j}^{e,k} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{Ev}_{i,j,p}^{e,k} - \text{M}_{i,j}^{e,k} \cdot \text{Pr v}_{i,j}^{e,k} \cdot \text{Evt}_{i,j}^{e,k} \right) + \\ & \sum_{l=1}^v \left( \text{Te}_{CI,i,j}^{e,l} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{E}_{CI,i,j,p}^{e,l} + \text{Td}_{CI,i,j}^{e,l} \cdot \text{D}_{CI,i,j}^{e,l} \right) + \\ & + \left( \text{T}_{IT,j,i}^e \cdot \text{D}_{IT,j,i}^e \right) - \sum_{m=1}^x \text{Pe}_{ji}^{e,m} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{E}_{i,j,p}^{e,m} - \\ & \sum_{n=1}^w \left( \text{Pec}_{ji}^{e,n} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{Ec}_{i,j,p}^{e,n} + \text{M}_{i,j}^{e,n} \cdot \text{Pr c}_{ji}^{e,n} \cdot \text{Ect}_{i,j}^{e,n} \right) \\ & + \sum_{o=1}^y \left( \text{Pev}_{i,j}^{e,o} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{Ev}_{i,j,p}^{e,o} - \text{M}_{i,j}^{e,o} \cdot \text{Pr v}_{i,j}^{e,o} \cdot \text{Evt}_{i,j}^{e,o} \right) + \\ & + \text{Pe}_{NCCP,i,j}^e \cdot \left( \sum_{p=1}^3 \text{E}_{NCCP,i,j,p}^e \right) + \text{Pe}_{NCLP,i,j}^e \cdot \left( \sum_{p=1}^3 \text{E}_{NCLP,i,j,p}^e \right) \\ & + \sum_{p=1}^3 \left( \text{PLCP}_{i,j,p}^e \cdot \left( \text{C}_{-CCEE,i,j,p}^e - \text{V}_{-CCEE,i,j,p}^e \right) \right) + \\ & - \sum_{p=1}^3 \left( \text{PRE1}_{i,j,p}^e \cdot \text{EXC}_{-1,i,j,p}^e \right) + \sum_{p=1}^3 \left( \text{PEN}_{i,j,p}^e \cdot \text{EXC}_{-2,i,j,p}^e \right) \end{aligned} \right) \quad (4.1)$$

Onde:

- $e$  - empresa simulada;
- $j$  - mês;
- $i$  - ano;
- $p$  - patamar de carga;
- $q$  - número de empresas simuladas;
- $r$  - número de anos do horizonte de simulação;

|               |                                                                                                                                                                                                        |
|---------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $f$           | - contrato bilateral de compra de energia adquirido de empresas de partes não relacionadas, empresas de partes relacionadas não simuladas ou CCEAR's já firmados;                                      |
| $g$           | - contrato de opção de compra de energia adquirido de empresas de partes não relacionadas, empresas de partes relacionadas não simuladas e produtos associados a leilões futuros de compra de energia; |
| $k$           | - contrato de opção de venda de energia adquirido de empresas de partes não relacionadas, empresas de partes relacionadas não simuladas;                                                               |
| $l$           | - contrato inicial;                                                                                                                                                                                    |
| $m$           | - contrato de compra de energia adquirido de empresas de partes relacionadas e simuladas;                                                                                                              |
| $n$           | - contrato de opção de compra de energia adquirido de empresas de partes relacionadas e simuladas;                                                                                                     |
| $o$           | - contrato de opção de venda de energia adquirido de empresas de partes relacionadas e simuladas;                                                                                                      |
| $Pe_{ij}^f$   | - preço de energia do contrato bilateral entre partes não relacionadas $n$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                                                                   |
| $E_{i,j,p}^f$ | - quantidade de energia do contrato $n$ no patamar $p$ , do mês $j$ , do ano $i$ ;                                                                                                                     |
| $Pec_{ij}^g$  | - preço de exercício do contrato de opção de compra entre partes não relacionadas $g$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                                                        |
| $E_{i,j,p}^g$ | - quantidade de energia decorrente do exercício do contrato de opção de compra $g$ no patamar $p$ , do mês $j$ , do ano $i$ ;                                                                          |
| $Prc_{ij}^g$  | - prêmio do contrato de opção de compra entre partes não relacionadas $g$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                                                                    |

|                   |                                                                                                                                   |
|-------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $Ect_{i,j}^g$     | - quantidade base de energia do contrato de opção de compra $g$ , no mês $j$ do ano $i$ , objeto do pagamento do prêmio da opção; |
| $Pev_{i,j}^k$     | - preço de exercício do contrato de opção de venda entre partes não relacionadas $k$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                    |
| $E_{i,j,p}^k$     | - quantidade de energia decorrente do exercício do contrato de opção de venda $k$ no patamar $p$ , do mês $j$ , do ano $i$ ;      |
| $Prc_{i,j}^k$     | - prêmio do contrato de opção de venda entre partes não relacionadas $k$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                                |
| $Ect_{i,j}^k$     | - quantidade base de energia do contrato de opção de venda $k$ , no mês $j$ do ano $i$ , objeto do pagamento do prêmio da opção;  |
| $Te_{CI\ i,j}^l$  | - tarifa de energia do contrato inicial $l$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                             |
| $E_{CI\ i,j,p}^l$ | - quantidade de energia do contrato inicial $l$ no patamar $p$ , do mês $j$ , do ano $i$ ;                                        |
| $Td_{CI\ i,j}^l$  | - tarifa de demanda do contrato inicial $l$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                             |
| $D_{CI\ i,j,p}^l$ | - quantidade de demanda do contrato inicial $l$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                         |
| $Td_{IT\ i,j}$    | - tarifa de demanda de Itaipu, em R\$/kW, no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                               |
| $D_{IT\ i,j}$     | - demanda associada ao contrato de Itaipu no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                               |
| $Pe_{i,j}^m$      | - preço de energia do contrato entre partes relacionadas $w$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                                            |
| $E_{i,j,p}^m$     | - quantidade de energia do contrato $w$ (partes relacionadas) no patamar $p$ , do mês $j$ , do ano $i$ ;                          |
| $Pec_{i,j}^n$     | - preço de exercício do contrato de opção de compra entre partes relacionadas $n$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                       |
| $E_{i,j,p}^n$     | - quantidade de energia decorrente do exercício do contrato de opção de compra $n$ no patamar $p$ , do mês $j$ , do ano $i$ ;     |

|                  |                                                                                                                                                         |
|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $M^n_{ij}$       | - variável booleana, cujo valor é 0 ou 1, a qual indica a existência do pagamento do valor do prêmio do contrato de opção $n$ no mês $j$ , do ano $i$ ; |
| $Prc^n_{ij}$     | - prêmio do contrato de opção de compra entre partes relacionadas $n$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                         |
| $Ect^n_{i,j}$    | - quantidade base de energia do contrato de opção de compra $n$ , no mês $j$ do ano $i$ , objeto do pagamento do prêmio da opção;                       |
| $Pev^o_{ij}$     | - preço de exercício do contrato de opção de venda entre partes relacionadas $o$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                                              |
| $E^o_{,j,p}$     | - quantidade de energia decorrente do exercício do contrato de opção de venda $o$ no patamar $p$ , do mês $j$ , do ano $i$ ;                            |
| $Prc^o_{ij}$     | - prêmio do contrato de opção de venda entre partes relacionadas $o$ no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                          |
| $Ect^o_{i,j}$    | - quantidade base de energia do contrato de opção de venda $o$ , no mês $j$ do ano $i$ , objeto do pagamento do prêmio da opção;                        |
| $Pe_{NCCP\ ij}$  | - preço de energia para compra de através de novos contratos de curto prazo no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                   |
| $E_{NCCP\ ij,p}$ | - necessidade de compra de energia através de novos contratos de curto prazo no patamar $p$ , do mês $j$ , do ano $i$ ;                                 |
| $Pe_{NCLP\ ij}$  | - preço de energia para compra de através de novos contratos de longo prazo no mês $j$ , do ano $i$ ;                                                   |
| $E_{NCLP\ ij,p}$ | - necessidade de compra de energia através de novos contratos de longo prazo no patamar $p$ , do mês $j$ , do ano $i$ ;                                 |
| $PLCP_{ij,p}$    | - preço de liquidação de curto prazo no patamar $p$ , do mês $j$ , do ano $i$ ;                                                                         |

- $C\_CCEE_{ij,p}$  - exposição positiva a ser liquidada na CCEE (compra) no patamar  $p$ , do mês  $j$ , do ano  $i$ ;
- $V\_CCEE_{ij,p}$  - exposição negativa a ser liquidada na CCEE (venda) no patamar  $p$ , do mês  $j$ , do ano  $i$ ;
- $PRE1_{ij,p}$  - preço de referência para repasse da sobrecontratação de primeiro estágio no patamar  $p$ , do mês  $j$ , do ano  $i$ ;
- $PEN_{ij,p}$  - penalidade aplicada sobre contratação de energia no patamar  $p$ , do mês  $j$ , do ano  $i$ ;
- $EXC\_1_{ij,p}$  - sobre contratação de energia de primeiro estágio no patamar  $p$ , do mês  $j$ , do ano  $i$ ;
- $EXC\_2_{ij,p}$  - sobre contratação de energia de segundo estágio no patamar  $p$ , do mês  $j$ , do ano  $i$ ;
- $\beta$  - taxa de desconto mensal;
- $\alpha$  - período expresso em número de meses do mês de início ao final do período de estudo

A equação (4.1) abrange todo o custo de compra de energia de uma empresa distribuidora ou compra e venda de energia de uma comercializadora ou grupo de empresas. Esta função objetivo, além da já mencionada exploração das flexibilidades contratuais, permite que sejam identificadas as oportunidades de contratação para o atendimento das necessidades remanescentes e se mostra como uma forma muito útil de simular a inserção de novos contratos e opções de compra e venda de energia.

Apesar disso, a formulação da forma como está apresentada não suporta a mais importante decisão das distribuidoras na área de comercialização que é a determinação da quantidade e produtos a serem contratados nos leilões do ACR sob incerteza da evolução do requisito de energia.

Portanto, no sentido de agregar ao modelo esta importante funcionalidade, é inserida na formulação a estocasticidade do requisito de energia da distribuidora. Adicionalmente, dado a preponderância das penalidades durante o processo de definição de estratégia de contratação no ACR,

incorpora-se a função objetivo o conceito de função utilidade de forma a possibilitar a correta ponderação entre o custo de compra de energia e a penalidade de déficit na contratação.

Sendo assim, a equação (4.2) apresenta a função objetivo com as incorporações supracitadas.

$$\text{Min } z = \sum_{e=1}^1 \left( \sum_{i=1}^y \left( \sum_{j=1}^{12} \frac{1}{(1+\beta)^a} (\delta \cdot (A) + \gamma(B)) \right) \right) \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} A = & \sum_{f=1}^s \text{Pe}_{ji}^{e,f} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{E}_{i,j,p}^{e,f} + \sum_{g=1}^t \left( \text{Pec}_{ji}^{e,g} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{Ec}_{i,j,p}^{e,g} + \text{M}_{i,j}^{e,g} \cdot \text{Pr c}_{ji}^{e,g} \cdot \text{Ect}_{i,j}^{e,g} \right) \\ & - \sum_{k=1}^u \left( \text{Pev}_{i,j}^{e,k} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{Ev}_{i,j,p}^{e,k} - \text{M}_{i,j}^{e,k} \cdot \text{Pr v}_{i,j}^{e,k} \cdot \text{Evt}_{i,j}^{e,k} \right) + \sum_{l=1}^v \left( \text{Te}_{cli,j}^{e,l} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{E}_{cli,j,p}^{e,l} + \text{Td}_{cli,j}^{e,l} \cdot \text{D}_{cli,j}^{e,l} \right) + \\ & + \left( \text{T}_{IT,j,i}^e \cdot \text{D}_{IT,j,i}^e \right) - \sum_{m=1}^x \text{Pe}_{ji}^{e,m} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{E}_{i,j,p}^{e,m} - \sum_{n=1}^w \left( \text{Pec}_{ji}^{e,n} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{Ec}_{i,j,p}^{e,n} + \text{M}_{i,j}^{e,n} \cdot \text{Pr c}_{ji}^{e,n} \cdot \text{Ect}_{i,j}^{e,n} \right) \\ & + \sum_{o=1}^y \left( \text{Pev}_{i,j}^{e,o} \cdot \sum_{p=1}^3 \text{Ev}_{i,j,p}^{e,o} - \text{M}_{i,j}^{e,o} \cdot \text{Pr v}_{i,j}^{e,o} \cdot \text{Evt}_{i,j}^{e,o} \right) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B = & \omega \cdot \left[ \text{Pe}_{NCCP,i,j}^e \cdot \left( \sum_{p=1}^3 \text{E}_{NCCP,i,j,p}^{e,\sigma} \right) + \text{Pe}_{NCLP,i,j}^e \cdot \left( \sum_{p=1}^3 \text{E}_{NCLP,i,j,p}^{e,\sigma} \right) \right] \\ & + \sum_{p=1}^3 \left( \text{PLCP}_{i,j,p}^e \cdot \left( \text{C}_{-CCEE,i,j,p}^{e,\sigma} - \text{V}_{-CCEE,i,j,p}^{e,\sigma} \right) \right) + \\ & - \sum_{p=1}^3 \left( \text{PREl}_{i,j,p}^e \cdot \text{EXC}_{-1,i,j,p}^{e,\sigma} \right) + \sum_{p=1}^3 \left( \text{PEN}_{i,j,p}^e \cdot \text{EXC}_{-2,i,j,p}^{e,\sigma} \right) \end{aligned}$$

Onde:

- $\delta$**  - coeficiente de ponderação aplicado à parcela de despesa de compra de energia de empresas de partes não relacionadas e receita de compra de energia de empresa de partes relacionadas;

- $\gamma$  - coeficiente de ponderação aplicado a parcela de compra de energia de novos contratos, exposição a compra e venda na CCEE, receita sobre a sobra de 1º estágio e penalidade sobre a sobra de 2º estágio;
- $\sigma$  - cenário de requisito da empresa distribuidora;
- $\omega$  - probabilidade de ocorrência do cenário de requisito  $\sigma$

#### 4.6. Formulação do problema de otimização

Como já descrito, o problema de planejamento da comercialização reside em indicar as alternativas viáveis de contratação e alocar de forma ótima as quantidades contratadas.

Contudo, a estratégia de aquisição e alocação da energia deve atender a uma série de pré-requisitos inerentes às características do negócio das empresas envolvidas ou grupo de empresas e as especificidades de cada contrato. Portanto, são modeladas restrições com o intuito de assegurar a viabilidade da solução obtida. As restrições são agrupadas como descritas a seguir:

- a) Restrições operacionais;
- b) Restrições regulatórias;
- c) Restrições contratuais;
- d) Restrições de prêmio de opções.

##### 4.6.1. Restrições operacionais

As restrições operacionais têm por objetivo representar matematicamente as regras de negócio relacionadas a operação de empresas distribuidoras e comercializadoras e os relacionamentos entre as empresas que compõe um mesmo grupo econômico. Podem ser classificadas como operacionais as seguintes restrições:

- a) Atendimento a demanda;
- b) Balanço de energia por patamar de carga.

#### **4.6.1.1. Atendimento a demanda**

A restrição de atendimento a demanda estabelece o balanço entre o recurso e o requisito das empresas simuladas e garante que o requisito mensal, composto pela carga própria no centro de gravidade, venda a consumidores livres e contratos de venda, seja plenamente atendido. No que tange as penalidades pela não cobertura plena das vendas, o Módulo de Penalidade das Regras de Comercialização da CCEE define:

*“A partir de 1º de janeiro de 2005, as penalidades por insuficiência de lastro para a venda de energia elétrica de que trata o inciso I do § 3º do art. 3º do Decreto nº 5.163, de 2004, serão apuradas mensalmente com base na média das aferições do respectivo lastro dos doze meses precedentes ao mês de apuração”.*

Esta regra de verificação do atendimento a totalidade das vendas aplica-se a empresas geradoras, comercializadoras e importadoras de energia. Por outro lado, para os agentes distribuidores, a regra segue o seguinte conceito:

*“A partir de 1º de janeiro de 2006, a insuficiência de contratação de energia elétrica de que trata o inciso II (Distribuidores) do § 3º do art. 3º do Decreto nº 5.163, de 2004, será apurada mensalmente com base na média dos doze meses precedentes ao mês de apuração dos consumos medidos referenciados ao centro de gravidade do Submercado do Agente de distribuição e dos montantes contratados em qualquer Submercado. Será considerada insuficiência de Lastro de Cobertura de Consumo o valor apurado inferior a 100% (cem por cento) na Contabilização de Janeiro de cada Ano de Apuração, quando o período de doze meses precedentes se refere ao Ano civil anterior”*

Neste sentido, a fim de não incorrer em penalidades, conclui-se que os agentes de comercialização e geração devem manter superior a zero a média móvel das exposições na CCEE para os 12 meses precedentes.

Já as distribuidoras devem assegurar que a quantidade anual de energia contratada seja superior a seu requisito.

Neste sentido, são modelados dois tipos de restrições de atendimento a demanda demonstradas a seguir:

*Atendimento a demanda de energia baseado na média das sobras e déficits apurados no ano civil*

Para cada empresa  $e$ , a qual se aplica a verificação de lastro anual, tem-se:

$$\left( \begin{aligned} &\sum_{f=1}^s \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{e,f} + \sum_{g=1}^t \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{e,g} - \\ &\sum_{k=1}^u \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{e,k} + \sum_{l=1}^v \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{e,l} + \\ &E_{ITi,j,p}^e + \sum_{m=1}^x \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{e,m} + \\ &\sum_{n=1}^w \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{e,n} + \sum_{p=1}^3 E_{NCCP_{i,j,p}}^{e,\sigma} + \\ &\sum_{p=1}^3 E_{NCLP_{i,j,p}}^{e,\sigma} + \sum_{p=1}^3 C_{-CCEE_{i,j,p}}^{e,\sigma} - \\ &\sum_{p=1}^3 V_{-CCEE_{i,j,p}}^{e,\sigma} - \sum_{p=1}^3 EXC_{-1_{i,j,p}}^{e,\sigma} - \\ &\sum_{p=1}^3 EXC_{-2_{i,j,p}}^{e,\sigma} \end{aligned} \right) - REC_{i,j,p}^e = 0 \quad (4.3 \text{ a})$$

para  $i = 1$  a  $r$ ,  $j=1$  a  $12$ ,  $p = 1$  a  $3$  e  
 $\sigma=1$  a  $\pi$

$$RECA_i^e = \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 (REC_{i,j,p}^e) \quad (4.3 \text{ b})$$

$$REQA_i^e = \sum_{j=1}^{12} \left( \sum_{p=1}^3 CPCG_{i,j,p}^{\sigma,e} + \sum_{b=1}^c \sum_{p=1}^3 CV_{i,j,p}^{b,e} \right) \quad (4.3 \text{ c})$$

$$RECA_i^e - REQA_i^e \geq 0 \quad (4.3 \text{ d})$$

Onde:

- $\pi$  - número de cenários de requisito da empresa  $e$ ;
- $c$  - número de contratos de venda da empresa  $e$
- $CPCG_{i,j,p}^{\sigma,e}$  - carga Própria da empresa  $e$  referida ao centro de gravidade para o cenário  $\sigma$ , no ano  $i$ , mês  $j$  e patamar  $p$ ;

- $CV^{b,e}_{i,j,p}$  - quantidade de energia do contrato de venda  $b$ , da empresa  $e$ , no ano  $i$ , mês  $j$  e patamar  $p$ ;
- $REC^e_{i,j,p}$  - quantidade de energia associada ao recurso da empresa  $e$ , no ano  $i$ , mês  $j$  e patamar  $p$ ;
- $RECA^e_i$  - quantidade de energia associada ao recurso anual da empresa  $e$  no ano  $i$ ;
- $REQA^e_i$  - quantidade de energia referente ao requisito anual da empresa  $e$  no ano  $i$ ;

*Atendimento a demanda de energia baseado na média móvel das sobras e déficits dos 12 meses precedentes ao mês de apuração*

Para cada empresa  $e$ , a qual se aplica a verificação de lastro baseado na média móvel de sobras e déficits, tem-se:

$$RECM^e_{i,d} = \sum_{j=1}^d \sum_{p=1}^3 (REC^e_{i,j,p}) \quad \text{para } i = 1 \text{ a } r, j=12 \text{ e } \sigma=1 \text{ a } \pi \quad (4.4 \text{ a})$$

$$RECM^e_{i,d} = \sum_{j=d+1}^{12} \sum_{p=1}^3 (REC^e_{i-1,j,p}) + \sum_{j=1}^d \sum_{p=1}^3 (REC^e_{i,j,p}) \quad \text{para } i = 1 \text{ a } r, j \neq 12 \text{ e } \sigma=1 \text{ a } \pi \quad (4.4 \text{ b})$$

$$REQM^e_{i,d} = \sum_{j=d-12}^d \left( \sum_{p=1}^3 CP^{\sigma,e}_{i,j,p} + \sum_{b=1}^c \sum_{p=1}^3 CV^{b,e}_{i,j,p} \right) \quad (4.4 \text{ c})$$

para  $i = 1 \text{ a } r, j=1 \text{ a } 12 \text{ e } \sigma=1 \text{ a } \pi$

$$\frac{RECM^e_{i,d} - REQM^e_{i,d}}{12} \geq 0 \quad (4.4 \text{ d})$$

Onde:

- $RECM^e_{i,s}$  - é a quantidade de energia associada ao recurso total da empresa  $e$  nos 12 meses anteriores ao mês  $s$  do ano  $i$ ;

$REQM_{i,d}^e$  - é a quantidade de energia referente ao requisito total da empresa  $e$  nos 12 meses anteriores ao mês  $s$  do ano  $i$ ;

Tanto a equação (4.3 a) quanto a (4.4 a) definem o recurso, composto pelos contratos existentes, a necessidade de compra de contratos de longo e curto prazos, a compra e venda de energia na CCEE e a sobrecontratação de energia que é representada por duas variáveis – EXC\_1 e EXC\_2. A discretização referente a sobrecontratação faz-se necessária devido a possibilidade da distribuidora repassar para as tarifas de fornecimento o custo referente ao excesso de energia até o limite de 3% de seu requisito anual, como será demonstrado na seção **4.6.3.1 (Quantidade máxima de sobras de energia das distribuidoras passíveis de serem repassadas às tarifas)**.

#### 4.6.1.2. Balanço de energia por patamar de carga

Para que seja alcançada a factibilidade na solução do problema de otimização proposto é necessário que seja preservado o balanço de energia por patamar de carga conforme demonstra a equação (4.5).

$$\begin{aligned} & \sum_{f=1}^s E_{i,j,p}^{e,f} + \sum_{g=1}^t E_{i,j,p}^{e,g} - \sum_{k=1}^u E_{i,j,p}^{e,k} + \sum_{l=1}^v E_{i,j,p}^{e,l} + E_{IT_{i,j,p}}^e + \sum_{m=1}^x E_{i,j,p}^{e,m} + \\ & \sum_{n=1}^w E_{i,j,p}^{e,n} - \sum_{o=1}^y E_{i,j,p}^{e,o} + E_{NCCP_{i,j,p}}^{e,\sigma} + E_{NCLP_{i,j,p}}^{e,\sigma} - C_{-} CCEE_{i,j,p}^{e,\sigma} - \quad \text{Para } i = 1 \text{ a } r, j=1 \text{ a } 12, \\ & V_{-} CCEE_{i,j,p}^{e,\sigma} - EXC_{-1_{i,j,p}}^{e,\sigma} - EXC_{-2_{i,j,p}}^{e,\sigma} - CP_{i,j,p}^{e,\sigma} + \sum_{b=1}^c CV_{i,j,p}^{e,b} = 0 \quad p = 1 \text{ a } d \text{ e } \sigma=1 \text{ a } \pi \end{aligned} \quad (4.5)$$

A restrição apresentada na equação (4.5) complementa a restrição de atendimento a demanda e garante que o requisito por patamar seja atendido, mesmo que através de uma exposição a ser liquidada na CCEE, e impede que ocorram déficits e sobras ilimitadas entre patamares de um mesmo mês o que tornaria a solução também ilimitada.

#### 4.6.2. Restrições contratuais

As restrições contratuais resumem-se a limites baseados em quantidades e valores expressos nas cláusulas contratuais de cada relacionamento comercial.

Como descrito na seção **4.3 (Modelagem de Contratos)**, cada contrato possui suas particularidades e a fim de abranger todas as suas características são definidos os seguintes grupos de restrições:

- a) Quantidade anual de energia;
- b) Limites de sazonalização;
- c) Limites de modulação.

#### 4.6.2.1. Restrição de quantidade anual

Esta restrição garante, para cada contrato, que a soma das parcelas mensais, por patamar, seja igual à quantidade anual contratada.

Neste caso, há uma diferenciação entre os contratos classificados como **Flexível** e **Pré-Definido** e os contratos definidos como **Opção**.

Para os contratos tipo **Flexível** e **Pré-Definido** a quantidade anual já está fixada e, portanto, a restrição é representada pela equação (4.6).

$$\sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{j,i,p}^x = Qa_i^x \quad \text{para } i = b \text{ a } z \quad (4.6)$$

Onde:

$Qa_i^x$  - quantidade anual do contrato x para o ano i;

$b$  - ano do início do suprimento do contrato;

$z$  - ano de término do suprimento do contrato;

Por outro lado, para os contratos que caracterizam uma opção, tais como aqueles cujo tipo é definido como **Opção** ou que representem oportunidades de contratação associadas a leilões regulados futuros, a quantidade anual possui um limite máximo e mínimo e esta a restrição é modelada conforme a inequação (4.7).

$$\underline{Qa_i^x} \leq \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{j,i,p}^x \leq \overline{Qa_i^x} \quad \text{para } i = b \text{ a } z \quad (4.7)$$

Onde:

$\underline{Qa_i^x}$  - quantidade mínima anual do contrato  $x$  para o ano  $i$ ;

$\overline{Qa_i^x}$  - quantidade anual do contrato  $x$  para o ano  $i$ .

#### 4.6.2.2. Restrição de sazonalização

A restrição de sazonalização limita as quantidades mensais aos limites contratuais estabelecidos para alocação mensal da energia contratada. Em função dos diferentes tipos de contratos e limites são adotadas restrições específicas.

No caso de contratos cujo tipo é **Pré-Definido**, como no caso do contrato de Itaipu, as quantidades mensais já estão determinadas e, portanto, a restrição de sazonalização é construída como uma igualdade conforme a equação (4.8).

$$\sum_{p=1}^3 E_{j,i,p}^x = Qm_j^x \quad \text{para } j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.8)$$

Onde:

$Qm_j^x$  - quantidade mensal pré-definida do contrato  $x$  para o ano  $i$ .

Para os Contratos Iniciais, apesar de possuírem como limite a demanda contratada, a sazonalização deve ser negociada com os geradores. Dessa forma, dado que há um fator exógeno envolvido e de relativa complexidade de modelagem, adota-se como referência a sazonalização acordada no ano anterior e adiciona-se e subtrai-se um valor relativamente pequeno ( $\epsilon$ ) a fim de obter os limites máximo e mínimo de sazonalização. Dessa forma, a restrição de sazonalização associada aos Contratos Iniciais é expressa pela inequação (4.9).

$$\left[ (Saz\_a_j^x - \varepsilon) \cdot Q_i^x \right] \leq \sum_{p=1}^3 E_{j,i,p}^x \leq \left[ (Saz\_a_j^x + \varepsilon) \cdot Q_i^x \right] \quad \text{para } j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.9)$$

Onde:

$Saz\_a_j^x$  - coeficiente de sazonalização calculado a partir da divisão da quantidade de energia do mês  $j$  do ano anterior pela quantidade anual de energia do ano anterior quantidade mínima anual do contrato  $x$  para o ano  $i$ ;

$\varepsilon$  - valor de folga definido pelo usuário.

Para os contratos classificados como tipo **Flexível**, onde há uma a faixa permitida para a sazonalização definida por valores máximo e mínimo da quantidade anual contratada, a representação genérica da restrição de sazonalização é dada pela inequação (4.10).

$$\underline{LSaz}_{i,j}^x \leq \sum_{p=1}^3 E_{j,i,p}^x \leq \overline{LSaz}_{i,j}^x \quad \text{para } j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.10)$$

Onde:

$\underline{LSaz}_{i,j}^x$  - limite máximo da quantidade mensal contratada do contrato  $x$  para o mês  $j$  do ano  $i$ , expressa em MWh;

$\overline{LSaz}_{i,j}^x$  - limite mínimo da quantidade mensal contratada do contrato  $x$  para o mês  $j$  do ano  $i$ , expressa em MWh.

Para os contratos tipo **Flexível** que estão relacionados ao exercício de uma opção por parte da compradora, tais como aqueles cujo tipo é definido como **Opção** ou que representem oportunidades de contratação associadas a leilões regulados futuros, a restrição de sazonalização deve ser flexibilizada dado que as quantidades anual e mensal não estão definidas. Portanto, a restrição de sazonalização mensal é modelada conforme as inequações (4.11) e (4.12).

$$Nh_i \cdot \sum_{p=1}^3 E_{j,i,p}^{op} - LSMin_{i,j} \cdot Nh_j \cdot \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{j,i,p}^{op} \geq 0 \quad \text{para } j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.11)$$

$$Nh_i \cdot \sum_{p=1}^3 E_{j,i,p}^{op} - LSMax_{i,j} \cdot Nh_j \cdot \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{j,i,p}^{op} \leq 0 \quad \text{para } j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.12)$$

Onde:

- $E_{ij,p}^{op}$  - quantidade de energia associada a um contrato classificado como opção ou CCEAR relacionado a leilões regulados futuros, no ano  $i$ , no mês  $j$ , e patamar  $p$ ;
- $LSMin_{i,j}$  - limite mínimo de sazonalização do mês  $j$  expresso como valor percentual da quantidade anual contratada em MW médios;
- $LSMax_{i,j}$  - limite máximo de sazonalização do mês  $j$  expresso como valor percentual da quantidade anual contratada em MW médios;
- $Nh_j$  - número de horas do mês  $j$ ;
- $Nh_i$  - número de horas do ano  $i$ ;

#### 4.6.2.3. Restrição de modulação

A restrição de modulação adequa a alocação da energia por patamar aos limites contratuais estabelecidos para modulação do contrato. Analogamente a restrição de sazonalização, as restrições de modulação possuem modelagem específica em função do tipo de contrato.

Para o contrato de Itaipu há um procedimento específico definido nas Regras de Comercialização da CCEE. Dessa forma, o contrato de Itaipu é modulado de acordo com os seguintes critérios (Módulo 3 – Contratos - Regras de Comercialização):

- (a) no patamar de ponta, o montante de energia alocada deve ter como referência o limite de 98,5% da potência contratada da quota -parte;

(b) para os patamares fora de ponta, o montante contratado é equivalente à quota-parte da modulação da energia assegurada de Itaipu conforme a geração total das usinas do MRE nestes patamares.

Neste caso, a variável de maior incerteza para projeção é o perfil de geração das usinas do MRE. Contudo, avaliando os dados da contabilização, observa-se que a modulação por semana e por patamar do contrato de Itaipu possui um perfil semelhante a modulação da carga própria da distribuidora como pode ser constatado através da Figura 4.2.

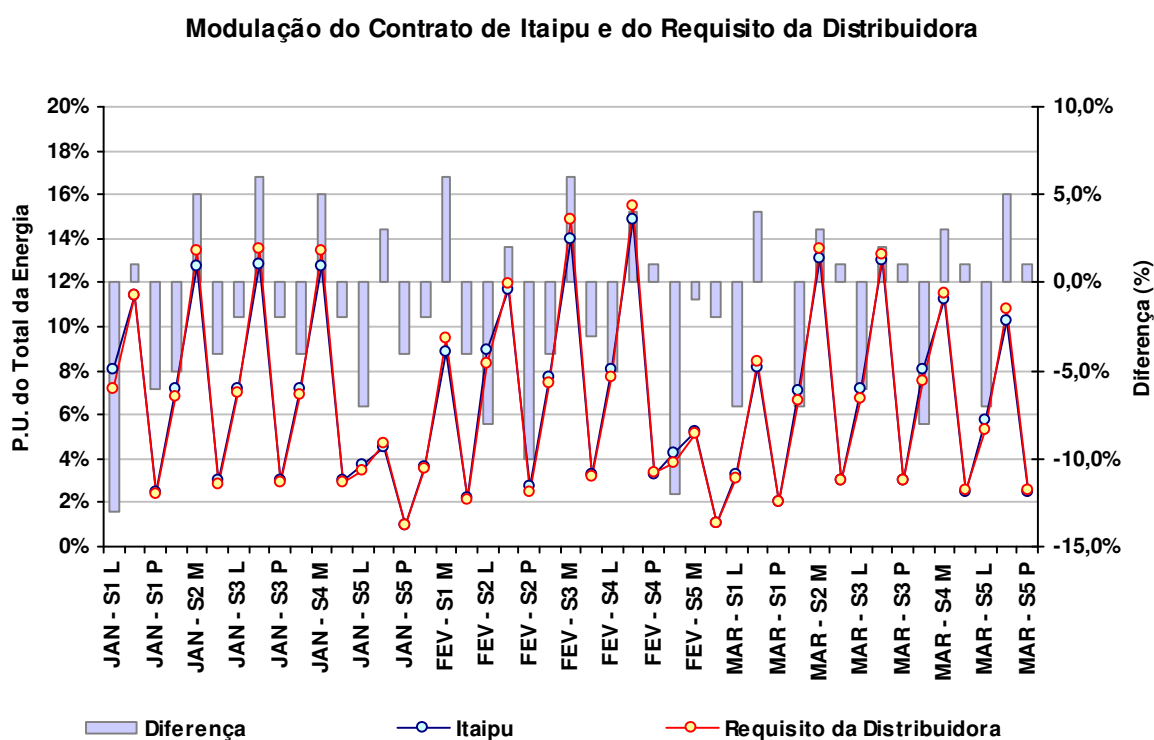


Figura 4.2 – Comparação entre o perfil, por semana por patamar, do requisito da distribuidora e o perfil do contrato de Itaipu para o período de janeiro a março de 2005

A tabela 4.3 apresenta o desvio médio por patamar observado no primeiro trimestre de 2005.

Tabela 4.3 - Desvio médio por patamar

| Mês       | Desvio Médio Mensal |             |              |
|-----------|---------------------|-------------|--------------|
|           | Carga Leve          | Carga Média | Carga Pesada |
| Janeiro   | 6%                  | -4%         | 4%           |
| Fevereiro | 6%                  | -3%         | 3%           |
| Março     | 7%                  | -3%         | -1%          |

A tabela 4.3 demonstra que, ao ser adotado o perfil da carga em substituição ao perfil do MRE, incorre-se em um erro máximo de 7% no processo de modulação de Itaipu nos patamares de carga leve e carga média.

Considerando que, em geral, o contrato de Itaipu representa em torno de 30% da energia total contratada, o erro de 4% representaria um desvio máximo de 1,2% na modulação do portfólio da distribuidora.

Portanto, adota-se na modelagem das restrições de modulação do contrato de Itaipu, o perfil de carga prevista por patamar da distribuidora em substituição ao perfil de geração das usinas que participam do MRE.

Dessa forma, as restrições de modulação para cada contrato de Itaipu são representadas pelas equações (4.13) e (4.14).

$$E_{ITi,j,p} = 0,985 \cdot D_{ITi,j} \cdot Nh_{i,j,p} \quad \text{para } p = 1, j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.13)$$

$$E_{ITi,j,p} = (E_{ITi,j} - E_{ITi,j,1}) \cdot \left( \frac{CPCG_{i,j,p}}{CPCG_{i,j}} \right) \quad \text{para } p = 2 \text{ e } 3, j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.14)$$

Onde:

$E_{ITi,j,p}$  - parcela da energia vinculada a quota parte de Itaipu alocada no patamar  $p$ , do mês  $j$  no ano  $i$ , abatida a perda de Rede Básica;

$Nh_{i,j,p}$  - número de horas de duração do patamar  $p$  no mês  $j$  do ano  $i$ ;

$D_{IT,j,i}$  - demanda associada a quota parte de Itaipu no patamar  $p$ , do mês  $j$  no ano  $i$ .

Com relação aos Contratos Iniciais, a modulação também é orientada pelas Regras de Comercialização que estabelecem o seguinte procedimento para a alocação por patamar das quantidades contratadas:

- (a) O perfil de modulação será semelhante ao perfil da carga própria da distribuidora no centro de gravidade deduzidas as quantidades moduladas do contrato de Itaipu;
- (b) A alocação por patamar, por hora, não pode exceder a 98,5% da demanda contratada do Contrato Inicial.

Dessa forma, apresenta-se a seguir, a restrição de modulação para o Contrato Inicial.

$$E_{CI,i,j,p} \leq 0,985 \cdot D_{CI,i,j} \cdot Nh_{i,j,p}$$

$$E_{CI,i,j,p} = E_{CI,i,j} \cdot \left( \frac{CPCG_{i,j,p} - E_{IT,i,j,p}}{CPCG_{i,j} - E_{IT,i,j}} \right) \quad \text{para } p = 1, j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.15)$$

Onde:

$E_{CI,i,j,p}$  - quantidade de energia do Contrato Inicial do ano  $i$ , no mês  $j$  e patamar  $p$ ;

$D_{CI,i,j}$  - demanda contratada do Contrato Inicial do ano  $i$ , no mês  $j$

Com relação aos CCEAR's, o Módulo 3 das Regras de Comercialização da CCEE define o seguinte procedimento para a modulação:

... “Os CCEAR's serão modulados conforme o perfil da carga remanescente descontados todos os outros contratos registrados na CCEE em nome do Agente de Distribuição, respeitando o limite de Potência Associado do Contrato”....

Dessa forma, a restrição que representam a modulação dos CCEAR's é definida pela equação (4.16).

$$E_{CCEAR_{i,j,p}}^e \leq D_{CCEAR_{i,j}}^e \cdot h_{i,j,p}$$

$$E_{CCEAR_{i,j,p}}^e = \left( E_{CCEAR_{i,j}}^e \right) \cdot \left( \frac{CPCG_{i,j,p}^e - \sum_{s=1}^{\chi} E_{i,j,p}^{e,s}}{CPCG_{i,j}^e - \sum_{s=1}^r E_{i,j}^{e,s}} \right) \quad \text{para } p = 1, j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.16)$$

Onde:

- $\chi$  - contratos de compra de energia da empresa  $e$  registrados na CCEE, exceto CCEAR, no ano  $i$ , no mês  $j$ ;
- $E_{i,j,p}^{e,s}$  - quantidade de energia associada aos contratos de compra de energia da empresa  $e$  registrados na CCEE, exceto CCEAR, no ano  $i$ , no mês  $j$ , e patamar  $p$ ;
- $E_{CCEAR_{i,j,p}}$  - quantidade de energia do CCEAR, no ano  $i$ , no mês  $j$ , e patamar  $p$ ;
- $D_{CCEAR_{i,j}}$  - demanda contratada do CCEAR no ano  $i$ , no mês  $j$ .

Para os contratos tipo **Flexível** que representam uma opção de compra, tais como aqueles cujo tipo é definido como **Opção**, exceto os leilões regulados futuros, pois os CCEAR's possuem regra de modulação específica como já apresentado, a restrição de modulação deve ser flexibilizada dado que as quantidades anual e mensal não estão definidas. Portanto, esta a restrição é modelada conforme as inequações (4.17) e (4.18).

$$Nh_j \cdot E_{i,j,p}^{Op} - LMMin_{i,j,p} \cdot Nh_p \cdot \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{Op} \geq 0 \quad \text{para } p = 1 \text{ a } 3, j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.17)$$

$$Nh_j \cdot E_{i,j,p}^{Op} - LMMax_{i,j,p} \cdot Nh_p \cdot \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{Op} \leq 0 \quad \text{para } p = 1 \text{ a } 3, j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.18)$$

Onde:

$LMMin_{i,j,p}$  - limite mínimo de modulação do patamar  $p$ , no mês  $j$ , do ano  $i$ , dado em percentual do valor mensal contratado, em MW médios, do mês  $j$ ;

$LMMax_{i,j,p}$  - limite máximo de modulação do patamar  $p$ , no mês  $j$ , do ano  $i$ , dado em percentual do valor mensal contratado, em MW médios, do mês  $j$ .

No caso dos contratos bilaterais, não há regra de mercado definida uma vez que todas as cláusulas contratuais são livremente negociadas entre as partes. Sendo assim, a restrição de modulação resume-se a definir o intervalo de flexibilidade expressa no contrato. A representação da restrição de modulação para contratos bilaterais é dada pela equação (4.19).

$$\underline{LMod}_{i,j,p} \leq E_{i,j,p}^x \leq \overline{LMod}_{i,j,p} \quad \text{para } p = 1 \text{ a } 3, j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.19)$$

Onde:

$\underline{LMod}_{i,j,p}^x$  - limite máximo da quantidade contratada do contrato  $x$  para o patamar  $p$ , do mês  $j$ , do ano  $i$ , expressa em MWh;

$\overline{LMod}_{i,j,p}^x$  - limite mínimo da quantidade contratada do contrato  $x$  para o patamar  $p$ , do mês  $j$ , do ano  $i$ , expressa em MWh.

#### 4.6.3. Restrições do ambiente de contratação regulada

As restrições do ACR estão vinculadas à regulação e procedimentos que regem a contratação de energia das distribuidoras e as formas, regras e prazos dos CCEAR's resultantes dos futuros leilões regulados. Sendo assim, são apresentadas as seguintes restrições:

- a) Quantidade máxima de sobras de energia das distribuidoras passíveis de serem repassadas para a tarifa;
- b) Restrição de continuidade de CCEAR's associados a futuros leilões;

c) Restrições referentes ao Montante de Reposição – MR e Limite Inferior de Contratação – LI.

#### 4.6.3.1. Quantidade máxima de sobras de energia das distribuidoras passíveis de serem repassadas para a tarifa

A atual legislação do setor elétrico concede às empresas distribuidoras o direito de repassar às tarifas aos consumidores finais o custo de compra de energia equivalente a até 103% de seu requisito. Dessa forma, é estabelecida a restrição de repasse da sobrecontratação conforme demonstrado na inequação (4.20).

$$\sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 EXC_{j,i,p}^{e,\sigma} - LIM\_EXC \cdot \left[ \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 (CPCG_{j,i,p}^{e,\sigma}) + \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^{13} \sum_{b=1}^c CV_{i,j,p}^{e,b} \right] \leq 0 \quad i = 1 \text{ a } y \text{ e } \sigma = 1 \text{ a } \pi \quad (4.20)$$

Onde:

**LIM\_EXC** - Limite percentual de sobrecontratação passível de ser repassado para a tarifa dos consumidores finais fixado em 3%

#### 4.6.3.2. Restrição de Continuidade de CCEAR's associados a futuros leilões

Para os contratos vigentes, as quantidades anuais contratadas já estão definidas para todos os anos compreendidos pelo período de suprimento.

Contudo, para os contratos resultantes dos futuros leilões regulados a quantidade a ser adquirida é uma variável de decisão do modelo. Portanto, embora haja a flexibilidade na determinação da quantidade a contratar, é necessário garantir que as quantidades anuais, em MW médios, sejam iguais durante toda a vigência do contrato. Dessa forma, é inserida a restrição de continuidade aplicável a todas as alternativas de CCEAR's vinculadas aos futuros leilões regulados, como definido pela equação (4.21).

$$\frac{\sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{CCEAR\ i,j,p}^c}{Nh_i} - \frac{\sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{CCEAR\ i+1,j,p}^c}{Nh_{i+1}} = 0 \quad \text{para } p = 1 \text{ a } 3, j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z-1 \quad (4.21)$$

A restrição de sazonalização vinculada a estes produtos são definidas pelas inequações (4.11) e (4.12). Já as restrições de modulação são representadas pelas inequações (4.17) e (4.18).

#### 4.6.3.3. Restrições referentes ao Montante de Reposição – MR e Limite Inferior de Contratação - LI

A Lei 10.848 e o Decreto 5.163 ao diferenciar o tipo de energia associada aos CCEAR's, em energia proveniente de empreendimentos existentes e energia vinculada a novos projetos, criaram regras de forma a garantir a coexistência destas duas formas de lastro contratual.

Neste sentido, foram instituídos os conceitos de Montante de Reposição – MR e Limite Inferior de Contratação – LI como mencionado na seção 3.4.3 (**O ambiente de contratação regulada vigente**) e representado pela equação (3.10).

De forma a assegurar o atendimento do MR e LI, são inseridas restrições ao modelo conforme apresentado pelas equações (4.22), (4.23), (4.24), (4.25) e (4.26).

$$MR_i^D - \left( \sum_{v=1}^{hh} \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{D,v} \right) + \left( \sum_{v=1}^{ii} \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{i-1,j,p}^{D,v} \right) \cdot \frac{Nh_i}{Nh_{i-1}} = 0 \quad \text{para } p = 1 \text{ a } 3, j = 1 \text{ a } 12, i \geq 2010 \text{ a } y \quad (4.22)$$

$$MI_i^D - 0,04 \cdot \left( \sum_{r=1}^{jj} \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{i-1,j,p}^{D,r} \right) \cdot \frac{Nh_i}{Nh_{i-1}} = 0 \quad \text{para } p = 1 \text{ a } 3, j = 1 \text{ a } 12, i \geq 2010 \text{ a } y \quad (4.23)$$

$$LI_i^D - MR_i^D + MI_i^D = 0 \quad \text{para } p = 1 \text{ a } 3, j = 1 \text{ a } 12, i \geq 2010 \text{ a } y \quad (4.24)$$

$$\left( \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{D,kk} \right) - LI_i^D \geq 0 \quad \text{para } p = 1 \text{ a } 3, j = 1 \text{ a } 12, i \geq 2010 \text{ a } y \quad (4.25)$$

$$\left( \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{D,kk} \right) - MR_i^D \leq 0 \quad \text{para } p = 1 \text{ a } 3, j = 1 \text{ a } 12, i \geq 2010 \text{ a } y \quad (4.26)$$

Onde:

*d* - representa a distribuidora

- hh** - número de contratos de suprimento da distribuidora D vigente no ano  $i$  e com início de suprimento anterior ao ano  $i$ ;
- ii** - número de contratos de suprimento da distribuidora D vigente no ano  $i-1$ ;
- jj** - número de CCEAR's da distribuidora D vigente no ano  $i-1$ ;
- $MR_i^D$**  - Montante de Reposição da distribuidora D no ano  $i$ ;
- $MI_i^D$**  - Montante Inicial da distribuidora D no ano  $i$ ;
- $LI_i^D$**  - Limite Inferior de Contratação da distribuidora D no ano  $i$ ;
- kk** - CCEAR proveniente de energia existente com início de suprimento no ano  $i$ .

#### **4.6.4. Restrições associadas a clientes potencialmente livres**

Conforme mencionado na seção **3.4.3.7 (Mecanismos de mitigação dos riscos das distribuidoras)**, as distribuidoras poderão solicitar redução das quantidades contratadas em função da migração para o mercado livre de consumidores cativos que se enquadram no que estabelece a Lei 9.074. Em virtude deste mecanismo que minimiza o risco de sobre contratação, é prudente que seja planejada a aquisição de energia, via CCEAR's associados a energia existente, compatível com o mercado dos consumidores potencialmente livres.

Dessa forma, assegura-se que a cada exercício de opção destes clientes seja possível ajustar o portfólio de contratos no sentido de adequá-lo ao novo requisito da distribuidora. Eventualmente, em função das quantidades já contratadas, não é possível adquirir o montante equivalente ao mercado dos clientes potencialmente livres por meio de CCEAR's proveniente de energia existente e forçar esta contratação poderia incorrer em sobras indesejáveis para a distribuidora.

Com o intuito solucionar este impasse, é inserida uma restrição onde, nos casos em que a contratação de CCEAR's proveniente de energia existente é inferior a quantidade de energia projetada dos clientes potencialmente livres, é adicionada uma penalidade a função objetivo como demonstra a equação (4.27).

$$\left( \sum_{v=1}^{11} \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^{D,v} \right) + PECL_i^D - \left( \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 CCL_{i,j,p}^D \right) = 0 \quad \text{para } p = 1 \text{ a } 3, j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.27)$$

Onde

- 11*** - CCEAR's proveniente de energia existente vigente no ano *i*;
- PECL<sub>i</sub>*** - quantidade de energia relativa a não cobertura do mercado potencialmente livre pelo montante de energia associada a contratos provenientes de energia existente a qual será associada uma penalidade na função objetivo

Neste sentido, quando o total de energia contratada através de CCEAR's provenientes de energia existente for inferior ao montante de energia equivalente a migração de clientes para o mercado livre, haverá um sobre custo, mas não um impedimento.

#### 4.6.5. Restrições de prêmio de opções

Ao adquirir um contrato de opção o comprador deve desembolsar a quantia referente ao valor ou prêmio da opção. Sendo assim, a modelagem deve prever o pagamento do prêmio associado na avaliação da atratividade deste tipo de derivativo.

Neste sentido, é modelada uma restrição conforme demonstrado pela inequação (4.28).

$$\left( \sum_{j=1}^{12} \sum_{p=1}^3 E_{i,j,p}^n \right) - M_i^n \cdot MM \leq 0 \quad \text{para } p = 1 \text{ a } 3, j = 1 \text{ a } 12, i = b \text{ a } z \quad (4.28)$$

Onde

- n*** - contrato de opção vigente no ano *i*;
- MM*** - número escalar suficientemente grande e superior a quantidade total de energia associada ao contrato de opção *n*

Avaliando a inequação (4.27) observa-se que, quando o valor da somatória da energia associada ao contrato opção for diferente de zero, o valor de  $M^n_i$  deve ser igual a 1. Por outro lado, conclui-se que mesmo que a opção não seja exercida o valor de  $M^n_i$  pode assumir o valor 1 mantendo válida a operação dado que a inequação exige que o termo a esquerda deve ser menor ou igual a zero. Esta situação indesejada é resolvida adicionando uma penalidade na função objetivo de valor muito pequeno associada a variável  $M^n_i$ .

#### **4.7. Inclusão de cenários para a formulação estocástica**

Dada a obrigatoriedade do atendimento da totalidade de seu mercado e a necessidade de informar a previsão de seu requisito para um horizonte de cinco anos, as distribuidoras estão sujeitas aos riscos de sobre contratação e subcontratação em função das incertezas intrínsecas ao processo de previsão de mercado.

Portanto, na definição da estratégia de contratação, frente as alternativas de contratação nos leilões regulados e os mecanismos de mitigação, é imprescindível a adoção de cenários de mercado que venham a refletir as prováveis realizações do requisito das distribuidoras.

Dessa forma, adota-se um algoritmo para a construção de uma árvore de cenários baseada em três tendências (projeções pessimista, básico e otimista), previamente informadas para todo o horizonte de estudo e que definem a região de factibilidade da realização do requisito das distribuidoras, conforme ilustrado pela figura 4.3.

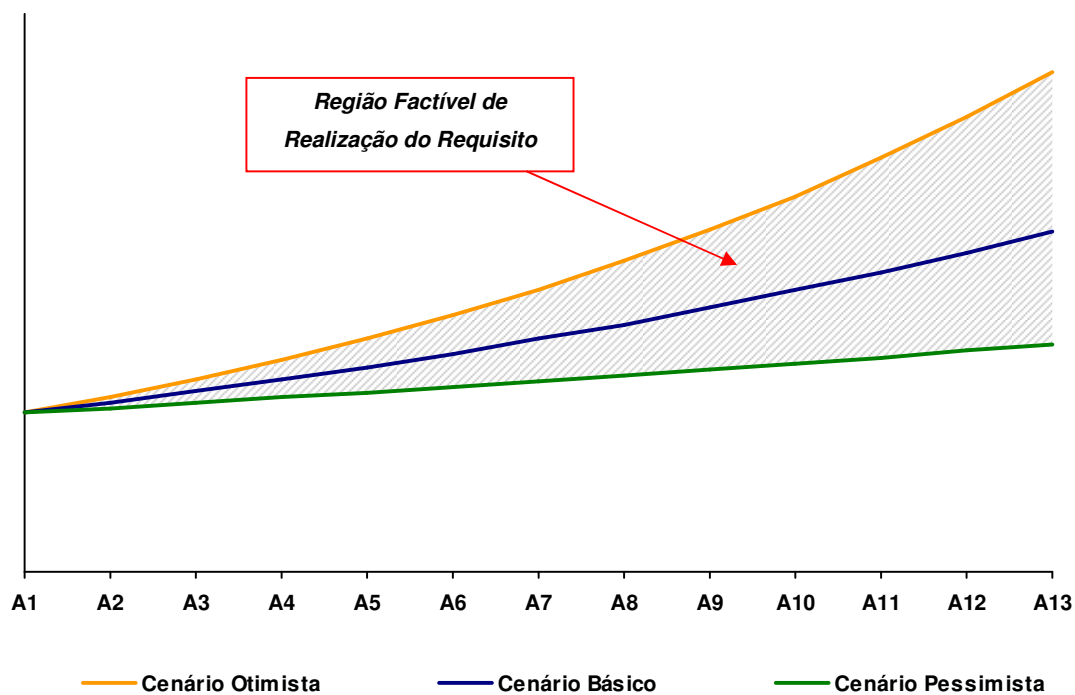


Figura 4.3 – Representação da região factível para a construção de cenários de requisito das distribuidoras

Definida a região de factibilidade, é construída uma árvore de cenários trinomial a partir da combinação das tendências informadas como demonstrado na figura 4.4.

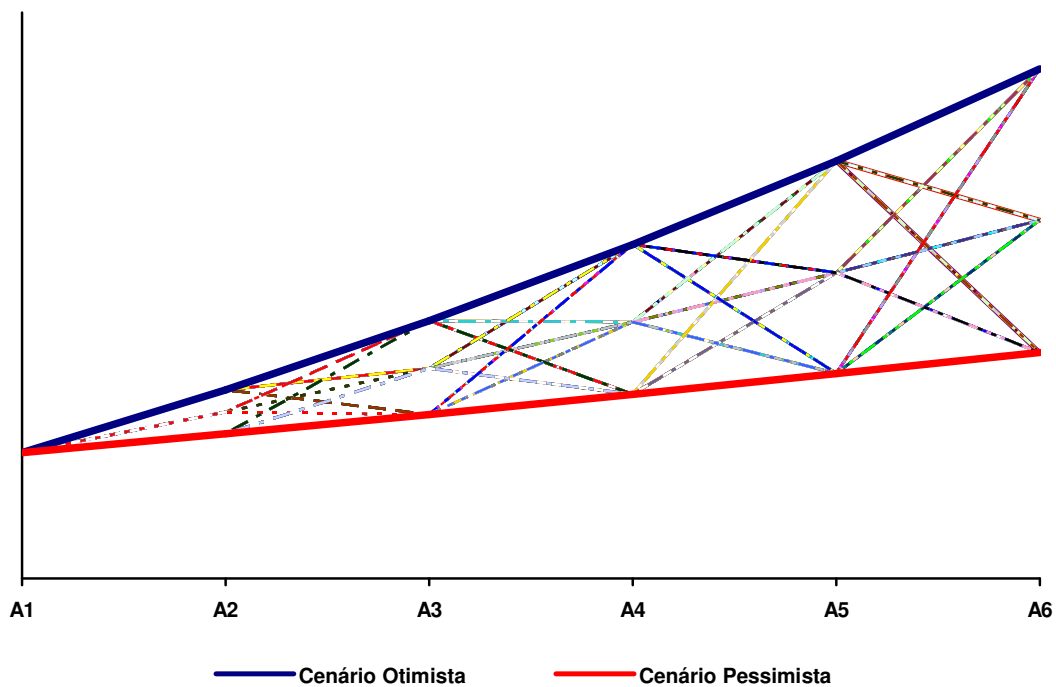


Figura 4.4 – Representação esquemática da construção de cenários

Utilizando os fatores de sazonalidade mensal e modulação da carga, os cenários anuais de requisito são desagregados em valores mensais por patamar.

Além da construção dos cenários é necessário atribuir probabilidades de ocorrência a cada um deles.

Neste sentido, no primeiro ano (ano A) são atribuídas probabilidades de ocorrência para cada um dos três cenários. A partir do segundo ano, além da haver a probabilidade de ocorrer cada um dos cenários, há a possibilidade de mudança de um dado cenário para outro como, por exemplo, em um dado ano ocorrer uma taxa de crescimento de acordo com o cenário de referência e no ano seguinte ocorrer um crescimento compatível com o cenário otimista.

Dessa forma, é definida uma matriz de probabilidades de transição de cenários com o intuito de representar adequadamente, a cada ano, a possibilidade da mudança da trajetória da evolução do requisito. A figura 4.5 traz uma representação esquemática da construção de cenários associada à probabilidade de ocorrência.

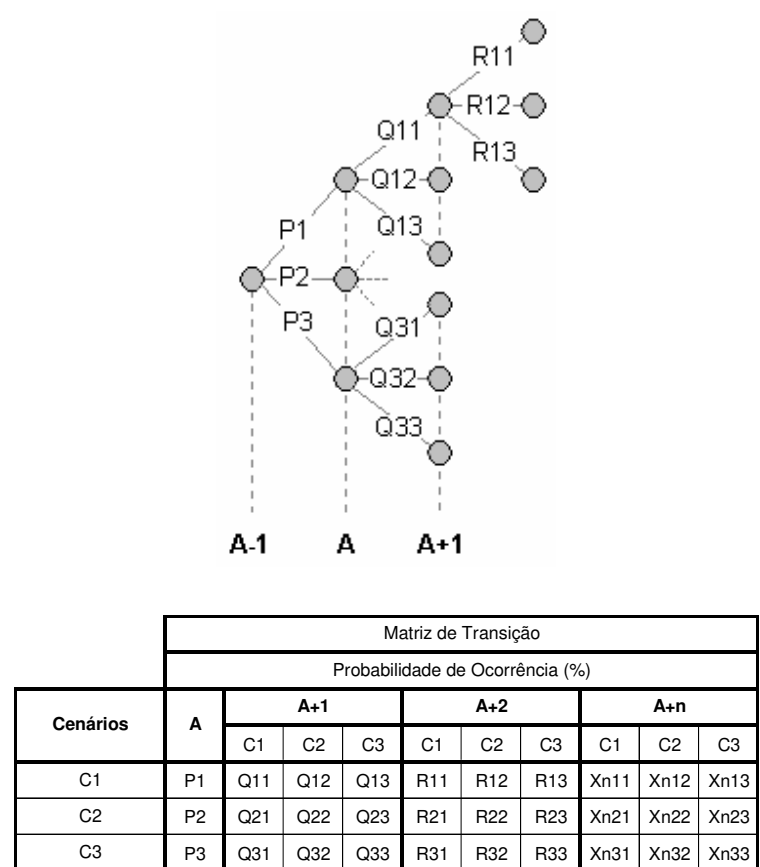


Figura 4.5 – Representação da atribuição de probabilidades para cada cenário

## **Capítulo 5**

### **Estudo de Caso**

Neste capítulo é apresentado um estudo de caso onde serão exploradas as principais funcionalidades do modelo proposto.

Neste sentido, adotota-se um horizonte de simulação de 10 anos com o intuito de avaliar o desempenho do modelo face as mudanças significativas relativas às regras de repasse principalmente a partir de 2010.

São realizadas duas simulações abrangendo todo o horizonte. A primeira com a finalidade de definir a estratégia de contratação da distribuidora nos leilões regulados através da minimização das penalidades de subcontratação e, desse modo, indicar as melhores alternativas de compra no ambiente de contratação regulado. Determinadas as quantidades a serem adquiridas no ACR, realiza-se uma segunda simulação com o objetivo de minimizar o custo total de compra de energia. Este procedimento pode ser aplicado no processo de sazonalização de contratos e estabelecimento da estratégia de contratação da comercializadora.

Para tanto, é necessário o levantamento prévio de algumas informações essenciais tais como o requisito a ser atendido, sua projeção ao longo do período de simulação em base mensal por patamar; os contratos existentes, seus respectivos preços e flexibilidades de sazonalização e modulação; as características dos leilões e, por fim, a evolução do cenário macroeconômico para o reajuste dos preços.

A primeira informação é a descrição das empresas simuladas e como se relacionam. Sendo assim, neste estudo de caso são consideradas uma empresa distribuidora e uma comercializadora com relacionamentos comerciais entre si. A figura 5.1 apresenta um diagrama esquemático bem como as principais informações das empresas.

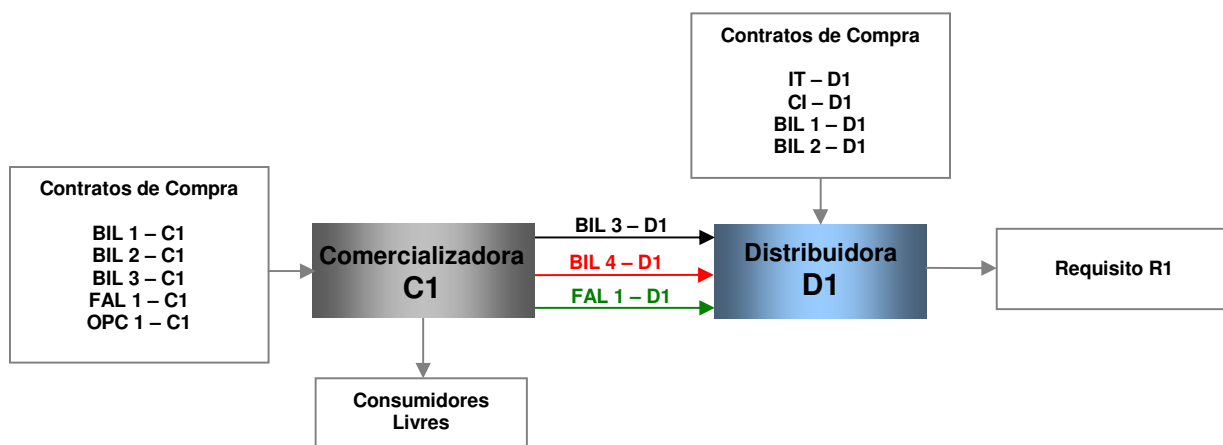


Figura 5.1 – Diagrama esquemático das empresas simuladas e relacionamentos comerciais

Através da figura 5.1 é possível identificar as empresas simuladas e os contratos atualmente firmados que compõe o problema a ser equacionado. Adicionalmente, são incorporadas todas as oportunidades de compra referentes aos leilões regulados a serem realizados.

Este estudo de caso contempla um contrato de opção de compra de energia da empresa comercializadora (OPC 1 – C1) com quantidades.

Além disso, há dois contratos provenientes de fontes alternativas, um contrato de compra de energia associado a comercializadora (FAL 2 – C1) e outro (FAL 1 – D1) firmado entre C1 e D1, sendo que o contrato FAL 2 – C1 possui sazonalidade pré-definida.

Cabe ressaltar que os contratos BIL 3 – D1, BIL 4- D1 e FAL 1 – D1 são considerados como relacionamentos firmados e aprovados anteriormente a 16 de março de 2004.

As informações básicas de requisito da distribuidora D1 e da comercializadora C1, bem como os índices de sazonalização e modulação, são apresentadas nas tabelas 5.1 e 5.2, respectivamente.

Os dados dos contratos são apresentados nas tabelas 5.3 e 5.4. As informações detalhadas de cada contrato, tais como preço, base, índice e data de reajuste, flexibilidades de sazonalização e modulação estão contidas nas tabelas 7.1 e 7.2 do Apêndice.

Tabela 5.1 – Dados de Requisito da distribuidora D1

| <b>Distribuidora D1 - Requisito (R1)</b>         |                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|--------------------------------------------------|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                                  | A-1                 | A    | A+1  | A+2  | A+3  | A+4  | A+5  | A+6  | A+7  | A+8  | A+9  | A+10 |
| <b>Requisito (MW Médio)</b>                      | 1557                | 1635 | 1640 | 1677 | 1759 | 1858 | 1940 | 2017 | 2106 | 2199 | 2311 | 2418 |
|                                                  | Jan                 | Fev  | Mar  | Abr  | Mai  | Jun  | Jul  | Ago  | Set  | Out  | Nov  | Dez  |
| <b>Coefficiente de Sazonalidade (% do Total)</b> | 8,03                | 7,45 | 8,43 | 8,20 | 7,96 | 7,97 | 8,32 | 8,70 | 8,68 | 9,11 | 8,52 | 8,65 |
| <b>Coefficiente de Modulação (% do Total)</b>    | <b>Carga Pesada</b> | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 |
|                                                  | <b>Carga Média</b>  | 50,9 | 50,9 | 50,9 | 50,9 | 50,9 | 50,9 | 50,9 | 50,9 | 50,9 | 50,9 | 50,9 |
|                                                  | <b>Carga Leve</b>   | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 |

| <b>Distribuidora D1 - Migração Prevista de Consumidores para o Mercado Livre (PCL 1)</b> |     |   |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-----|---|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                                                                          | A-1 | A | A+1 | A+2  | A+3  | A+4  | A+5  | A+6  | A+7  | A+8  | A+9  | A+10 |
| <b>Migração de Clientes Prevista (MW Médio)</b>                                          |     |   | 9,4 | 13,1 | 13,9 | 14,7 | 15,4 | 16,0 | 17,0 | 17,9 | 18,9 | 20,0 |
| <b>Participação do Requisito (%)</b>                                                     |     |   | 0,6 | 0,8  | 0,8  | 0,8  | 0,8  | 0,8  | 0,8  | 0,8  | 0,8  | 0,8  |

Tabela 5.2 – Dados de Requisito da comercializadora C1

| <b>Comercializadora C1 - Requisito de Consumidores Livres</b> |                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------------------------------------------------|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                                               | Ano                 | Jan  | Fev  | Mar  | Abr  | Mai  | Jun  | Jul  | Ago  | Set  | Out  | Nov  | Dez  |
| <b>Requisito C. Livres (MW Médio)</b>                         | <b>A</b>            | 98   | 107  | 107  | 115  | 123  | 142  | 159  | 161  | 164  | 170  | 168  | 163  |
|                                                               | <b>A+1</b>          | 225  | 243  | 246  | 265  | 274  | 293  | 291  | 306  | 314  | 312  | 311  | 303  |
|                                                               | <b>A+2</b>          | 262  | 279  | 254  | 265  | 260  | 267  | 262  | 263  | 269  | 266  | 272  | 263  |
|                                                               | <b>A+3</b>          | 203  | 220  | 202  | 207  | 200  | 204  | 204  | 204  | 209  | 206  | 211  | 208  |
|                                                               | <b>A+4</b>          | 122  | 133  | 122  | 124  | 121  | 124  | 121  | 121  | 124  | 121  | 124  | 121  |
|                                                               | <b>A+5</b>          | 110  | 119  | 110  | 113  | 110  | 113  | 110  | 110  | 113  | 110  | 113  | 110  |
|                                                               | <b>A+6</b>          | 74   | 79   | 74   | 75   | 74   | 75   | 74   | 74   | 75   | 74   | 75   | 74   |
|                                                               | <b>A+7</b>          | 44   | 47   | 44   | 45   | 44   | 45   | 44   | 44   | 45   | 44   | 45   | 44   |
|                                                               | <b>A+8</b>          | 36   | 38   | 36   | 36   | 36   | 36   | 36   | 36   | 36   | 36   | 36   | 36   |
|                                                               | <b>A+9</b>          | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
|                                                               | <b>A+10</b>         | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
| <b>Coefficiente de Modulação (% do Total)</b>                 | <b>Carga Pesada</b> | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 |
|                                                               | <b>Carga Média</b>  | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 |
|                                                               | <b>Carga Leve</b>   | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 |

| <b>Comercializadora C1 - Requisito - Contratos Existentes</b> |               |          |        |          |       |                                  |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|---------------------------------------------------------------|---------------|----------|--------|----------|-------|----------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Nome do Contrato                                              | Classificação |          |        | Vigência |       | Quantidade Contratada (MW médio) |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|                                                               | Fonte         | Tipo     | Classe | Início   | Final | Limite                           | A   | A+1 | A+2 | A+3 | A+4 | A+5 | A+6 | A+7 | A+8 | A+9 |
| <b>BIL 3 - D1</b>                                             | C - Comp.     | Flexível | Exist. | A        | A+7   | Cte                              | 200 | 450 | 400 | 400 | 400 | 400 | 350 | 300 | 0   | 0   |
| <b>BIL 4 - D1</b>                                             | C - Comp.     | Flexível | Exist. | A        | A+8   | Cte                              | 20  | 25  | 31  | 39  | 49  | 61  | 76  | 80  | 80  | 0   |
| <b>FAL 1 - D1</b>                                             | B - Bio.      | Pré-Def  | Exist. | A        | A+9   | Cte                              | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 0   |

Tabela 5.3 – Informações dos contratos de compra existentes da distribuidora D1

| Distribuidora D1 - Contratos Existentes |               |          |        |          |       |                                  |      |      |      |      |      |      |      |      |       |       |       |
|-----------------------------------------|---------------|----------|--------|----------|-------|----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
| Nome do Contrato                        | Classificação |          |        | Vigência |       | Quantidade Contratada (MW médio) |      |      |      |      |      |      |      |      |       |       |       |
|                                         | Fonte         | Tipo     | Classe | Início   | Final | Limite                           | A    | A+1  | A+2  | A+3  | A+4  | A+5  | A+6  | A+7  | A+8   | A+9   | A+10  |
| IT-D1                                   | IT - Itaipu   | Pré-Def  | Exist. | A        | A+15  | Cte                              | 315  | 323  | 323  | 323  | 305  | 305  | 305  | 305  | 305   | 305   | 305   |
| CI-D1                                   | CI - C. Ini.  | Flexível | Exist. | A        | A+1   | Cte                              | 102  | 51   | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     | 0     | 0     |
| BIL 1 - D1                              | C - Comp.     | Flexível | Exist. | A        | A+8   | Cte                              | 820  | 550  | 550  | 550  | 450  | 450  | 338  | 225  | 112   | 0     | 0     |
| BIL 2 - D1                              | C - Comp.     | Flexível | Exist. | A+1      | A+6   | Cte                              | 0    | 60   | 150  | 200  | 350  | 350  | 300  | 0    | 0     | 0     | 0     |
| BIL 3 - D1                              | C - Comp.     | Flexível | Exist. | A        | A+7   | Cte                              | 200  | 450  | 400  | 400  | 400  | 400  | 350  | 300  | 0     | 0     | 0     |
| BIL 4 - D1                              | C - Comp.     | Flexível | Exist. | A        | A+8   | Cte                              | 20   | 25   | 31   | 39   | 49   | 61   | 76   | 80   | 80    | 0     | 0     |
| FAL 1 - D1                              | B - Bio.      | Pré-Def  | Exist. | A        | A+9   | Cte                              | 200  | 200  | 200  | 200  | 200  | 200  | 200  | 200  | 200   | 200   | 0     |
| Total Contratado                        |               |          |        |          |       |                                  | 1657 | 1659 | 1654 | 1712 | 1754 | 1766 | 1569 | 1110 | 697   | 505   | 305   |
| Requisito (MW Médio)                    |               |          |        |          |       |                                  | 1635 | 1640 | 1677 | 1759 | 1858 | 1940 | 2017 | 2106 | 2199  | 2311  | 2418  |
| Balanço (MW médio)                      |               |          |        |          |       |                                  | 22   | 19   | -23  | -47  | -104 | -174 | -448 | -996 | -1502 | -1806 | -2113 |

Tabela 5.4 – Informações dos contratos de compra existentes da comercializadora C1

| Comercializadora C1 - Contratos Existentes |               |           |        |          |       |                                  |     |      |      |     |      |      |     |      |     |     |      |
|--------------------------------------------|---------------|-----------|--------|----------|-------|----------------------------------|-----|------|------|-----|------|------|-----|------|-----|-----|------|
| Nome do Contrato                           | Classificação |           |        | Vigência |       | Quantidade Contratada (MW médio) |     |      |      |     |      |      |     |      |     |     |      |
|                                            | Fonte         | Tipo      | Classe | Início   | Final | Limite                           | A   | A+1  | A+2  | A+3 | A+4  | A+5  | A+6 | A+7  | A+8 | A+9 | A+10 |
| BIL 1 - C1                                 | C - Comp.     | Bilateral | Exist. | A        | A+2   | Cte                              | 300 | 300  | 300  | 0   | 0    | 0    | 0   | 0    | 0   | 0   | 0    |
| BIL 2 - C1                                 | C - Comp.     | Bilateral | Exist. | A+1      | A+8   | Cte                              | 0   | 200  | 200  | 200 | 200  | 200  | 200 | 200  | 200 | 0   | 0    |
| BIL 3 - C1                                 | C - Comp.     | Bilateral | Exist. | A+2      | A+6   | Cte                              | 0   | 0    | 50   | 58  | 260  | 360  | 360 | 0    | 0   | 0   | 0    |
| FAL 1 -C1                                  | B - Bio.      | Bilateral | Exist. | A        | A+9   | Cte                              | 200 | 200  | 200  | 200 | 200  | 200  | 200 | 200  | 200 | 200 | 0    |
| OPC 1 - C1                                 | C - Comp.     | Bilateral | Exist. | A        | A+5   | Cte                              | 400 | 400  | 400  | 400 | 400  | 400  | 0   | 0    | 0   | 0   | 0    |
| Total Contratado                           |               |           |        |          |       |                                  | 900 | 1100 | 1150 | 858 | 1060 | 1160 | 760 | 400  | 400 | 200 | 0    |
| Requisito (MW Médio)                       |               |           |        |          |       |                                  | 560 | 957  | 896  | 846 | 772  | 773  | 701 | 625  | 316 | 200 | 0    |
| Balanço (MW médio)                         |               |           |        |          |       |                                  | 340 | 143  | 254  | 12  | 288  | 387  | 59  | -225 | 84  | 0   | 0    |

Por meio das informações das tabelas 5.3 e 5.4 é possível construir o balanço energético de cada empresa e identificar as necessidades futuras de contratação para cada uma das empresas como mostra os gráficos contidos nas figuras 5.2 e 5.3.

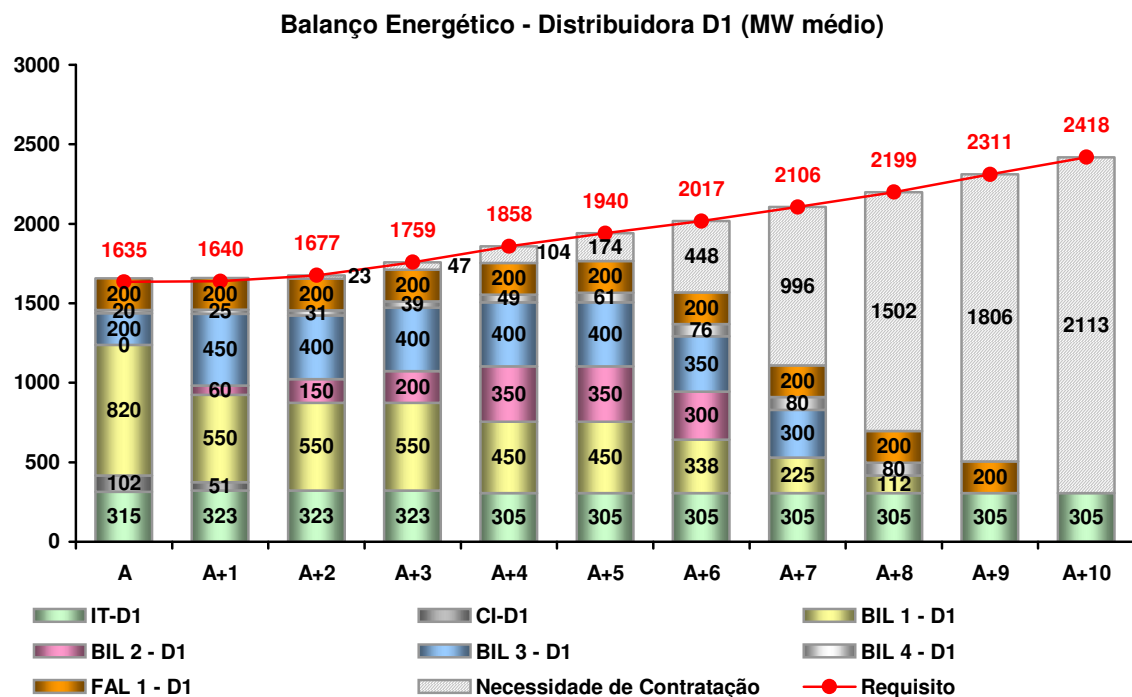


Figura 5.2 – Balanco Energético da distribuidora D1

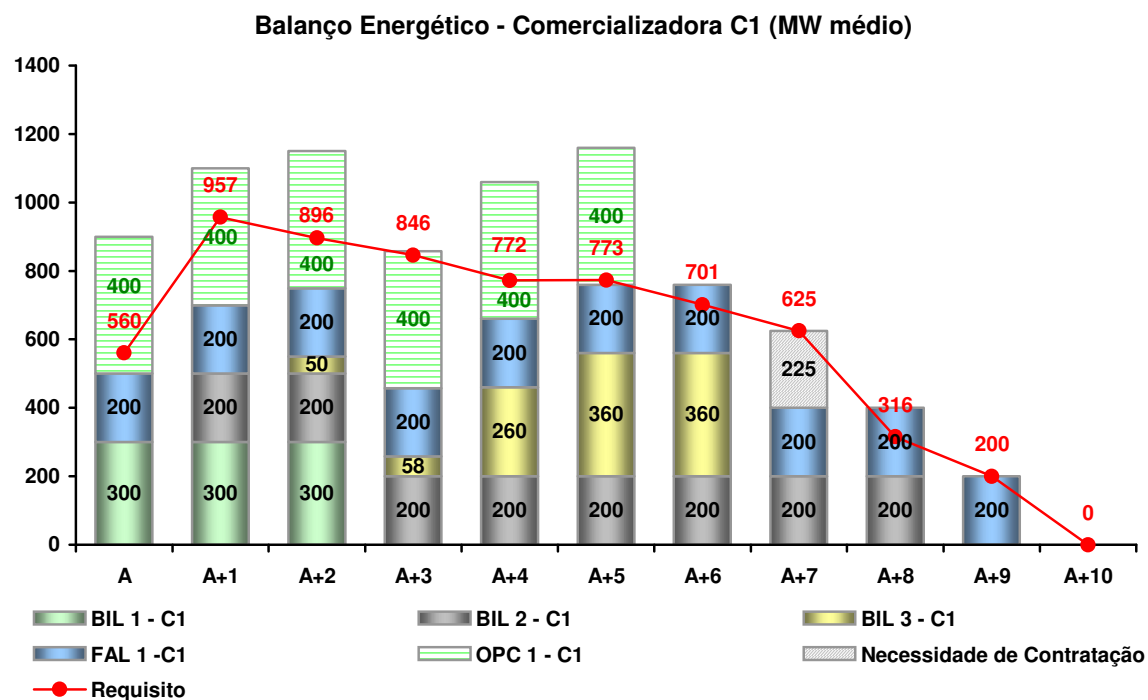


Figura 5.3 – Balanco Energético da comercializadora C1

Quanto aos leilões regulados, as oportunidades futuras de contratação foram estabelecidas segundo a legislação vigente e aplicáveis a empresa D1 conforme apresentado na tabela 5.5.

Conforme mencionada na seção **4.3.1 (Modelagem de CCEAR's associados a leilões futuros)**, para efeito deste estudo de caso, os contratos associados a energia existente e a energia nova terão um período de suprimento de 5 e 30 anos, respectivamente.

Dado que o prazo de suprimento de alguns contratos excedem o final do período de estudo, as datas de finais dos contratos foram limitadas a data final de simulação.

Tabela 5.5 – Produtos associados aos leilões regulados

| Nome do Contrato        | Classificação |          | Vigência  |        |       | Limite de Contratação (% da Carga) |
|-------------------------|---------------|----------|-----------|--------|-------|------------------------------------|
|                         | Fonte         | Tipo     | Classe    | Início | Final |                                    |
| Leilão E. Exist. (A-1)  | L - Leilão    | Flexível | Lei. - EX | A+1    | A+5   | 1,0%                               |
| Leilão E. Nova (A-3)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N1 | A+3    | A+10  | 2,0%                               |
| Leilão E. Nova (A-5)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N2 | A+5    | A+10  | -                                  |
| Leilão E. Exist. (A-2)  | L - Leilão    | Flexível | Lei. - EX | A+2    | A+6   | 1,0%                               |
| Leilão E. Nova (A-4)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N1 | A+4    | A+10  | 2,0%                               |
| Leilão E. Nova (A-6)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N2 | A+6    | A+10  | -                                  |
| Leilão E. Exist. (A-3)  | L - Leilão    | Flexível | Lei. - EX | A+3    | A+7   | 1,0%                               |
| Leilão E. Nova (A-5)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N1 | A+5    | A+10  | 2,0%                               |
| Leilão E. Nova (A-7)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N2 | A+7    | A+10  | -                                  |
| Leilão E. Exist. (A-4)  | L - Leilão    | Flexível | Lei. - EX | A+4    | A+8   | 1,0%                               |
| Leilão E. Nova (A-6)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N1 | A+6    | A+10  | 2,0%                               |
| Leilão E. Nova (A-8)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N2 | A+8    | A+10  | -                                  |
| Leilão E. Exist. (A-5)  | L - Leilão    | Flexível | Lei. - EX | A+5    | A+9   | 1,0%                               |
| Leilão E. Nova (A-7)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N1 | A+7    | A+10  | 2,0%                               |
| Leilão E. Nova (A-9)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N2 | A+9    | A+10  | -                                  |
| Leilão E. Exist. (A-6)  | L - Leilão    | Flexível | Lei. - EX | A+6    | A+10  | MR                                 |
| Leilão E. Nova (A-8)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N1 | A+8    | A+10  | 2,0%                               |
| Leilão E. Nova (A-10)   | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N2 | A+10   | A+10  | -                                  |
| Leilão E. Exist. (A-7)  | L - Leilão    | Flexível | Lei. - EX | A+7    | A+10  | MR                                 |
| Leilão E. Nova (A-9)    | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N1 | A+9    | A+10  | 2,0%                               |
| Leilão E. Exist. (A-8)  | L - Leilão    | Flexível | Lei. - EX | A+8    | A+10  | MR                                 |
| Leilão E. Nova (A-10)   | L - Leilão    | Flexível | Lei. - N1 | A+10   | A+10  | 2,0%                               |
| Leilão E. Exist. (A-9)  | L - Leilão    | Flexível | Lei. - EX | A+9    | A+10  | MR                                 |
| Leilão E. Exist. (A-10) | L - Leilão    | Flexível | Lei. - EX | A+10   | A+10  | MR                                 |

Ressalta-se que para este estudo de caso não foram consideradas as oportunidades de compra via leilões de ajuste pelo fato destes produtos estarem associados a ajustes de curto prazo da mesma forma que o MCS D.

Além dos futuros CCEAR's e suas características, outra informação essencial está relacionada aos preços de cada produto.

Neste sentido, apesar dos preços serem constantes durante o período de suprimento, estes devem refletir os preços de mercado.

Dessa forma, foram estabelecidos os preços de cada produto conforme a tabela 5.6.. Os preços atribuídos aos CCEAR's são apresentados na tabela 5.7.

Tabela 5.6 – Preços atribuídos aos leilões regulados

| <b>Nome do Contrato</b> | <b>Início</b> | <b>Preços (R\$/MWh)<br/>Base Jan/A</b> |
|-------------------------|---------------|----------------------------------------|
| Leilão E. Exist. (A-1)  | A+1           | 50                                     |
| Leilão E. Nova (A-3)    | A+3           | 100                                    |
| Leilão E. Nova (A-5)    | A+5           | 120                                    |
| Leilão E. Exist. (A-1)  | A+2           | 57                                     |
| Leilão E. Nova (A-3)    | A+4           | 100                                    |
| Leilão E. Nova (A-5)    | A+6           | 120                                    |
| Leilão E. Exist. (A-1)  | A+3           | 67                                     |
| Leilão E. Nova (A-3)    | A+5           | 120                                    |
| Leilão E. Nova (A-5)    | A+7           | 125                                    |
| Leilão E. Exist. (A-1)  | A+4           | 71                                     |
| Leilão E. Nova (A-3)    | A+6           | 125                                    |
| Leilão E. Nova (A-5)    | A+8           | 125                                    |
| Leilão E. Exist. (A-1)  | A+5           | 83                                     |
| Leilão E. Nova (A-3)    | A+7           | 125                                    |
| Leilão E. Nova (A-5)    | A+9           | 125                                    |
| Leilão E. Exist. (A-1)  | A+6           | 95                                     |
| Leilão E. Nova (A-3)    | A+8           | 125                                    |
| Leilão E. Nova (A-5)    | A+10          | 125                                    |
| Leilão E. Exist. (A-1)  | A+7           | 100                                    |
| Leilão E. Nova (A-3)    | A+9           | 125                                    |
| Leilão E. Exist. (A-5)  | A+8           | 125                                    |
| Leilão E. Nova (A-3)    | A+10          | 100                                    |
| Leilão E. Exist. (A-1)  | A+9           | 125                                    |
| Leilão E. Exist. (A-1)  | A+10          | 125                                    |

Tabela 5.7 – Preços atribuídos aos leilões regulados

|                         | Preços adotados para os Leilões Regulados (R\$/MWh) |      |      |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-------------------------|-----------------------------------------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                         | A                                                   | A+1  | A+2  | A+3   | A+4   | A+5   | A+6   | A+7   | A+8   | A+9   | A+10  |
| Leilão E. Exist.        | 57,0                                                | 67,0 | 71,0 | 83,0  | 95,0  | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Leilão E. Nova (3 anos) |                                                     |      |      | 100,0 | 100,0 | 120,0 | 125,0 | 125,0 | 125,0 | 125,0 | 125,0 |
| Leilão E. Nova (5 anos) |                                                     |      |      |       | 115,0 | 120,0 | 125,0 | 125,0 | 125,0 | 125,0 | 125,0 |

Como dito anteriormente, na definição da estratégia ótima de contratação é necessária a incorporação de cenários de evolução do requisito de energia da distribuidora. Dessa forma, é preciso adotar três cenários de crescimento do requisito e suas respectivas probabilidades de ocorrência de forma a subsidiar a construção da árvore de cenários. Sendo assim, a tabela 5.8 apresenta as taxas de crescimento do requisito para os cenários otimista, provável e pessimista para a distribuidora D1.

É necessário salientar que o crescimento do cenário provável, bem como sua composição, deve coincidir com as informações de requisito apresentadas na tabela 5.1.

Tabela 5.8 – Cenários de crescimento para a distribuidora D1

| Distribuidora D1 - Taxas de Crescimento do Requisito |                         |       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------------------------------------------------|-------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Cenário de Crescimento                               | Percentual do Requisito |       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                                                      | A                       | A+1   | A+2  | A+3  | A+4  | A+5  | A+6  | A+7  | A+8  | A+9  | A+10 |
| Otimista                                             | 6,0%                    | 1,1%  | 3,2% | 5,9% | 6,9% | 5,1% | 5,0% | 5,4% | 5,7% | 5,8% | 5,6% |
| Provável                                             | 5,3%                    | 0,1%  | 2,2% | 4,9% | 5,9% | 4,1% | 4,0% | 4,4% | 4,7% | 4,8% | 4,6% |
| Pessimista                                           | 4,0%                    | -0,9% | 1,2% | 3,9% | 4,9% | 3,1% | 3,0% | 3,4% | 3,7% | 3,8% | 3,6% |

As probabilidades de ocorrência para cada cenário são apresentadas na tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Probabilidade de ocorrência dos cenários e matriz de transição de cenários

| Probabilidade de Ocorrência (%) |    |       |       |       |       |       |       |            |       |       |
|---------------------------------|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------|-------|-------|
| Cenários                        | A  | A+1   |       |       | A+2   |       |       | A+3 a A+10 |       |       |
|                                 |    | Otim. | Prov. | Pess. | Otim. | Prov. | Pess. | Otim.      | Prov. | Pess. |
| Otimista                        | 10 | 80    | 10    | 10    | 80    | 10    | 10    | 80         | 10    | 10    |
| Provável                        | 80 | 10    | 80    | 10    | 10    | 80    | 10    | 10         | 80    | 10    |
| Pessimista                      | 10 | 10    | 10    | 80    | 10    | 10    | 80    | 10         | 10    | 80    |

No estudo de caso abordado, a árvore de cenários será construída adotando-se o número de aberturas para cada ano conforme demonstra a tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Número de aberturas consideradas para a construção da árvore de cenários

|                     | Ano |     |     |     |     |     |     |     |     |     |      |
|---------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
|                     | A   | A+1 | A+2 | A+3 | A+4 | A+5 | A+6 | A+7 | A+8 | A+9 | A+10 |
| Número de aberturas | 3   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1    |

Sendo assim, o número de aberturas da tabela 5.10 resulta em um total de 3 cenários de requisito de energia. A figura 5.4 apresenta os cenários adotados para a empresa D1.

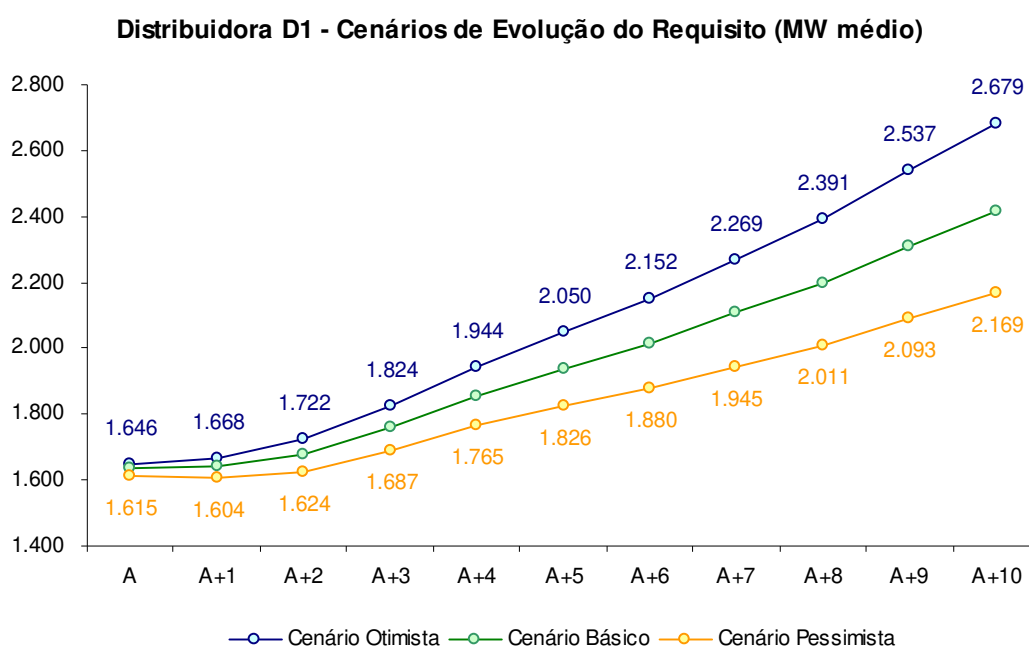


Figura 5.4 – Cenários de requisito de energia adotados para a distribuidora D1

Além das informações de requisito e contratos a modelagem requer as informações dos preços de mercado, VR e PLD, bem como a sua sazonalidade. A partir dos preços associados aos CCEAR's apresentados na tabela 5.7, assumindo na equação (3.8) que QL3 é igual a QL5, determina-se o VR para cada ano como demonstra a tabela 5.12.

As tabelas 5.11 e 5.13 apresentam os valores adotados para o preço de mercado e PLD.

Tabela 5.11 – Preços de Mercado adotados

| Preços de Mercado (R\$/MWh) |      |      |      |      |      |      |       |       |       |       |       |
|-----------------------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                             | A    | A+1  | A+2  | A+3  | A+4  | A+5  | A+6   | A+7   | A+8   | A+9   | A+10  |
| Preços de Mercado           | 55,0 | 60,0 | 65,0 | 70,0 | 80,0 | 85,0 | 100,0 | 125,0 | 125,0 | 125,0 | 125,0 |

Tabela 5.12 – Valores de Referência – VR adotados

| VR - Valor de Referência (R\$/MWh) |      |      |      |      |      |       |       |       |       |       |       |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                    | A    | A+1  | A+2  | A+3  | A+4  | A+5   | A+6   | A+7   | A+8   | A+9   | A+10  |
| Valor de Referência                | 50,0 | 57,0 | 67,0 | 71,0 | 83,0 | 110,0 | 112,5 | 122,5 | 125,0 | 125,0 | 125,0 |

Tabela 5.13 – Preços de Liquidação de Diferenças adotados

|                                           |              | Preços de Liquidação de Diferenças (R\$/MWh) |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |       |
|-------------------------------------------|--------------|----------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
|                                           |              |                                              |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |       |
|                                           |              | A                                            | A+1    | A+2    | A+3    | A+4    | A+5    | A+6    | A+7    | A+8    | A+9    | A+10   |       |
| PLD Médio                                 |              | 47,8                                         | 52,2   | 56,5   | 60,9   | 69,6   | 73,9   | 87,0   | 108,7  | 108,7  | 108,7  | 108,7  |       |
| Distribuição por patamar (% do PLD Médio) | Carga Pesada | 102,0%                                       | 102,0% | 102,0% | 102,0% | 102,0% | 102,0% | 102,0% | 102,0% | 102,0% | 102,0% | 102,0% |       |
|                                           | Carga Média  | 100,0%                                       | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |       |
|                                           | Carga Leve   | 98,0%                                        | 98,0%  | 98,0%  | 98,0%  | 98,0%  | 98,0%  | 98,0%  | 98,0%  | 98,0%  | 98,0%  | 98,0%  |       |
|                                           |              | Jan                                          | Fev    | Mar    | Abr    | Mai    | Jun    | Jul    | Ago    | Set    | Out    | Nov    | Dez   |
| Sazonalidade (% PLD Médio)                |              | 73,3%                                        | 72,9%  | 65,4%  | 73,4%  | 82,3%  | 96,5%  | 110,8% | 119,7% | 132,2% | 153,4% | 135,5% | 84,7% |

A figura 5.5 apresenta a comparação entre as projeções de PLD e Preços de Mercado adotados. A figura 5.6 traz o gráfico do PLD mensal por patamar.

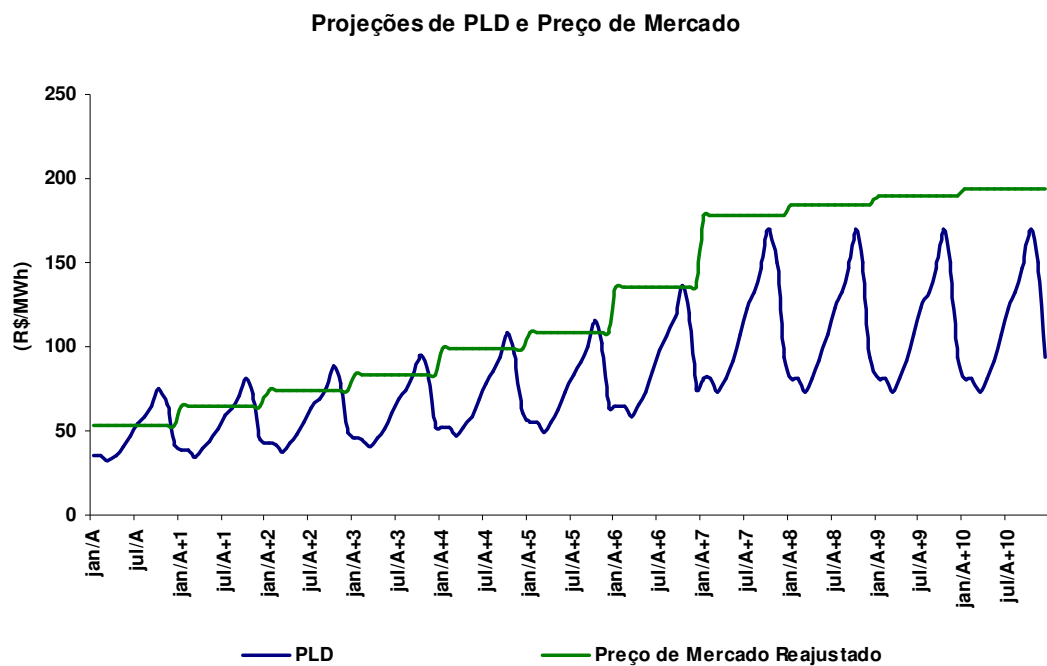


Figura 5.5 – Comparação entre a projeção de PLD e Preços de Mercado

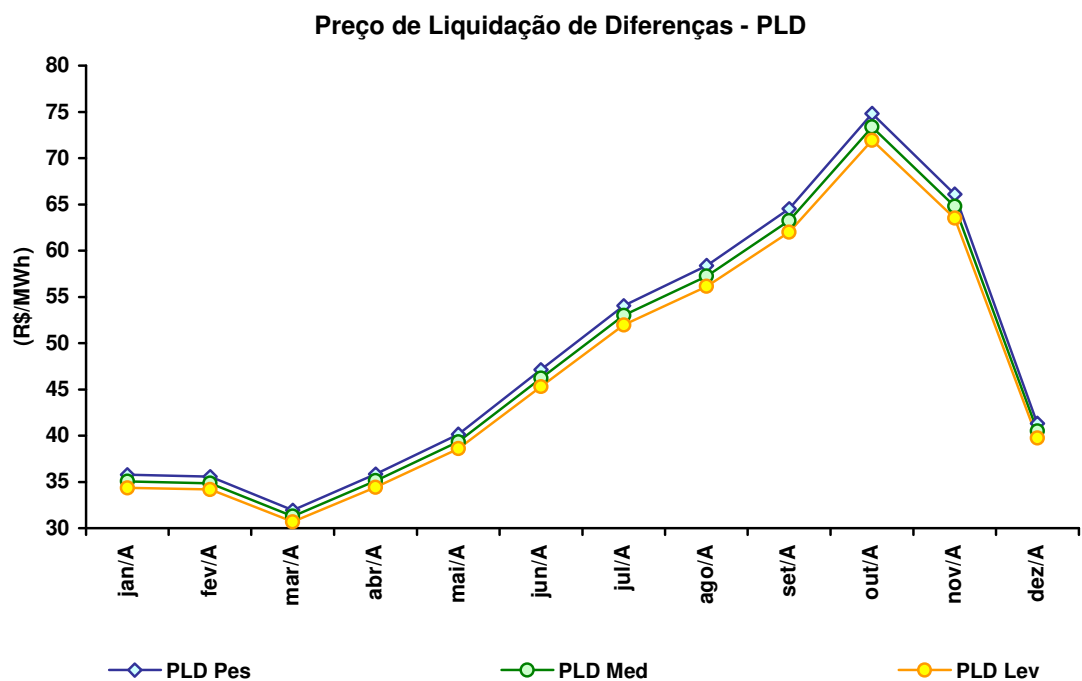


Figura 5.6 – PLD mensal por patamar

Para fins do estudo de caso proposto e no sentido de alinhar os resultados ao arcabouço regulatório atual assume-se que o ano A é o ano de **2004**. Esta premissa se faz necessária diante dos diferentes limites de contratação no ACR para os períodos compreendidos entre os anos de 2005 e 2009 e após 2010.

## **5.1. Resultados**

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos a partir de simulações do estudo de caso elaborado a partir das informações descritas anteriormente. Isto permite a avaliação da melhor estratégia e viabilidade de aquisição de energia no ACR através dos leilões, a contratação ótima da comercializadora e a alocação ótima da energia associada aos contratos existentes.

Conforme mencionado na seção anterior, são realizados dois processos de otimização, um primeiro com o objetivo de minimizar as penalidades de subcontratação e sobre contratação e um segundo com a finalidade de reduzir a despesa total de contratação. Os resultados obtidos são apresentados a seguir.

### **5.1.1. Resultado da determinação da estratégia de contratação no ACR**

Neste processo de otimização, o modelo é atualizado com os dados e informações adotadas. A fim de garantir a minimização dos riscos de sub e sobrecontratação da distribuidora foram atribuídos às variáveis  $\delta$  e  $\gamma$  da função objetivo, apresentada pela equação (4.2), os valores de 0,1 e 0,9. Para a comercializadora C1 o valor adotado para  $\delta$  e  $\gamma$  foi 1.

Com isso, foi possível obter a indicação dos melhores produtos referentes aos CCEAR's e as respectivas quantidades contratadas que minimizam eventuais riscos e penalidades as quais a distribuidora está sujeita. A apresentação dos resultados será dividida nas seguintes etapas:

- a) Análise do balanço energético da distribuidora;
- b) Análise da estratégia de contratação no ACR;
- c) Análise da estratégia de comercialização da comercializadora;
- d) Análise da alocação ótima de energia entre os patamares de carga.

### 5.1.1.1. Análise do balanço energético da distribuidora

Através da análise do balanço da distribuidora é possível identificar preliminarmente quais foram os recursos utilizados para o atendimento do requisito desta empresa, qual a quantidade total contratada frente aos cenários de requisito de energia e o nível de sobrecontratação em relação ao cenário básico adotado.

Neste sentido, são apresentados o balanço energético anual da distribuidora D1, as sobras e déficits de energia em relação ao cenário básico e a comparação da quantidade contratada frente à envoltória da árvore de cenários, conforme demonstram as figuras 5.7, 5.8 e 5.9.

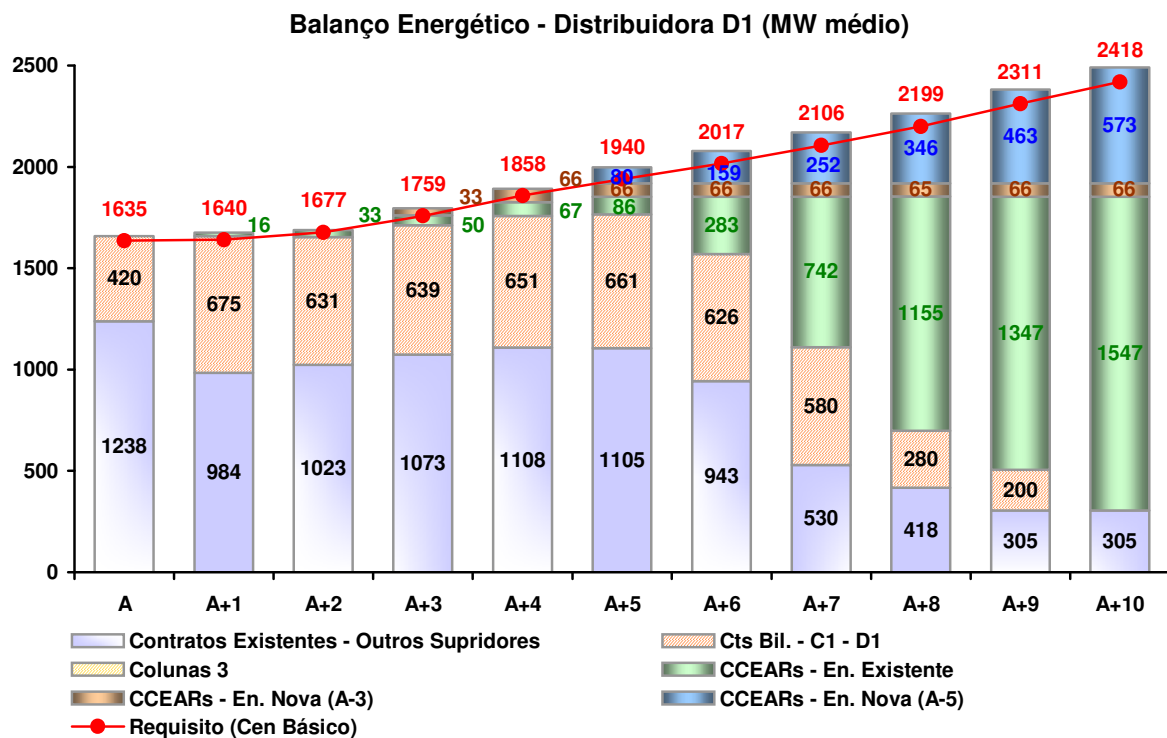


Figura 5.7 – Balanço Energético da distribuidora D1

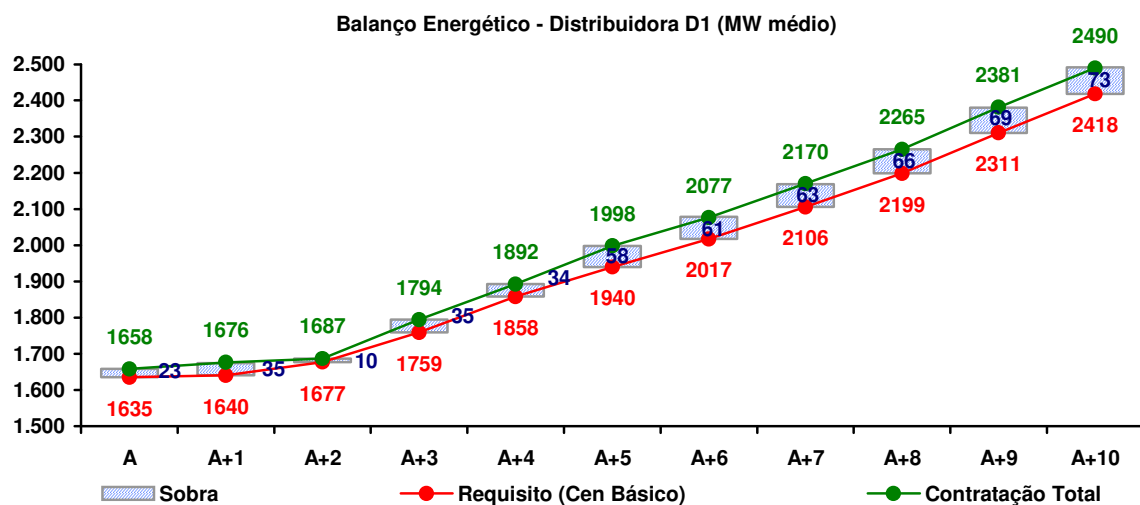
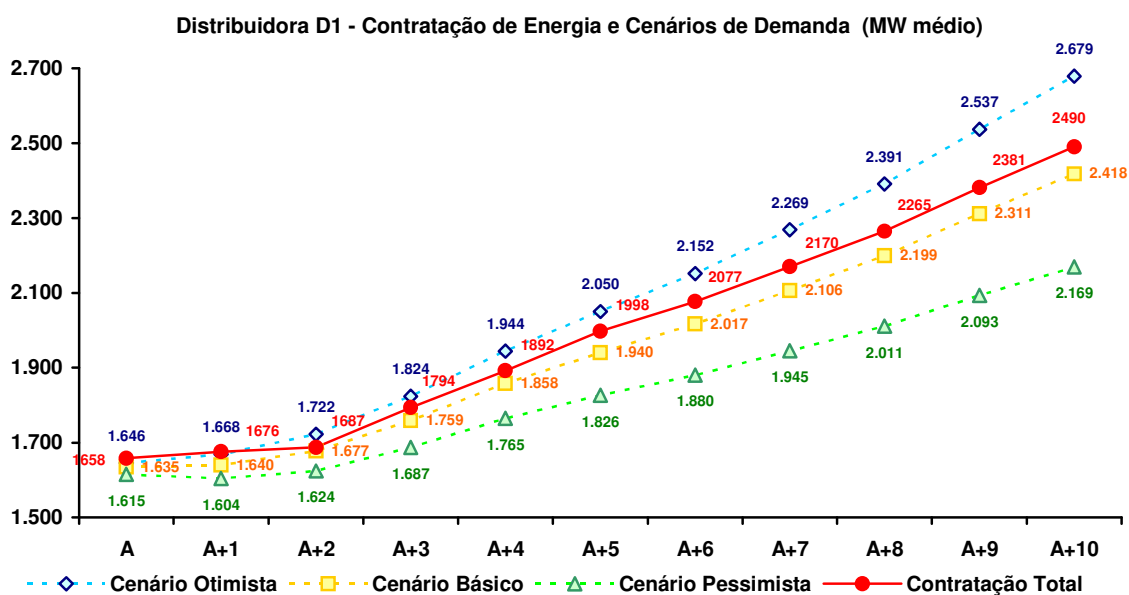


Figura 5.8 – Balanço Energético da distribuidora D1 detalhando as sobras e déficits de energia após a otimização da contratação



Comparação entre a contratação total frente aos cenários de demanda

| % contratação total em Relação a: | A    | A+1  | A+2   | A+3   | A+4   | A+5   | A+6   | A+7   | A+8   | A+9   | A+10  |
|-----------------------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Cenário Otimista                  | 0,7% | 0,4% | -2,0% | -1,6% | -2,7% | -2,5% | -3,5% | -4,4% | -5,3% | -6,2% | -7,1% |
| Cenário Básico                    | 1,4% | 2,2% | 0,6%  | 2,0%  | 1,8%  | 3,0%  | 3,0%  | 3,0%  | 3,0%  | 3,0%  | 3,0%  |
| Cenário Pessimista                | 2,6% | 4,4% | 3,9%  | 6,3%  | 7,2%  | 9,4%  | 10,5% | 11,6% | 12,6% | 13,7% | 14,8% |

Figura 5.9 – Balanço energético da distribuidora D1 detalhando as sobras e déficits de energia após a otimização da contratação

Analisando os gráficos das Figuras 5.7 e 5.8, observa-se que a distribuidora apresenta sobras em todos os anos em relação ao cenário básico atingindo o limite de 3% do requisito de base em A+5.

No entanto, para os anos A+2, A+3 e A+4, o modelo indica uma contratação inferior a tendência observada nos anos A e A+1. Isto é explicado pelo fato de que há apenas uma forma de contratação, advinda de contratação de CCEAR's, e que esta possui limitações para cada um dos contratos.

Conforme apresentado na Tabela 5.5, os CCEAR's provenientes de energia existente possuem um limite de contratação de 1% do requisito do ano anterior a realização dos leilões. Dessa forma, o limite de contratação acumulada via CCEAR's lastreados em energia existente para os anos A+2, A+3 e A+4 está entre 33, 50 e 67 MW médios e, como demonstrado na figura 5.7, a aquisição de energia por meio destes contratos foi máxima.

A partir do ano A+5 o excesso de energia atingiu seu valor percentual máximo de 3%, conforme permitido pelas regras de repasse, indicando corretamente que é mais econômico incorrer na sobrecontratação em detrimento da subcontratação.

Isto ocorre em função da probabilidade associada ao cenário básico e devido ao fato de que a penalidade por subcontratação é equivalente ao maior valor entre VR e PLD adicionado do custo de aquisição da mesma quantidade de energia em déficit ao valor da PLD.

Já a energia referente a sobrecontratação superior a 3% do requisito, é adquirida ao custo de contratação e liquidada ao PLD podendo materializar um prejuízo ou um ganho dependendo do valor do PLD. Cabe destacar que foi adotado apenas um único cenário de PLD, caso seja introduzida a estocacidade do PLD a sobrecontratação pode ser superior a 3% do requisito. De qualquer forma, a sobrecontratação representa um impacto menor que a subcontratação.

A figura 5.10 apresenta o detalhamento mensal do balanço energético da distribuidora D1 tendo como referência o cenário básico de requisito. Observa-se através da distribuição de energia dos contratos bilaterais associados a comercializadora (BIL 3 - D1, BIL 4 - D1 e FAL 1 - D1) que a sazonalidade pré-definida do contrato FAL 1 - D1 foi respeitada.

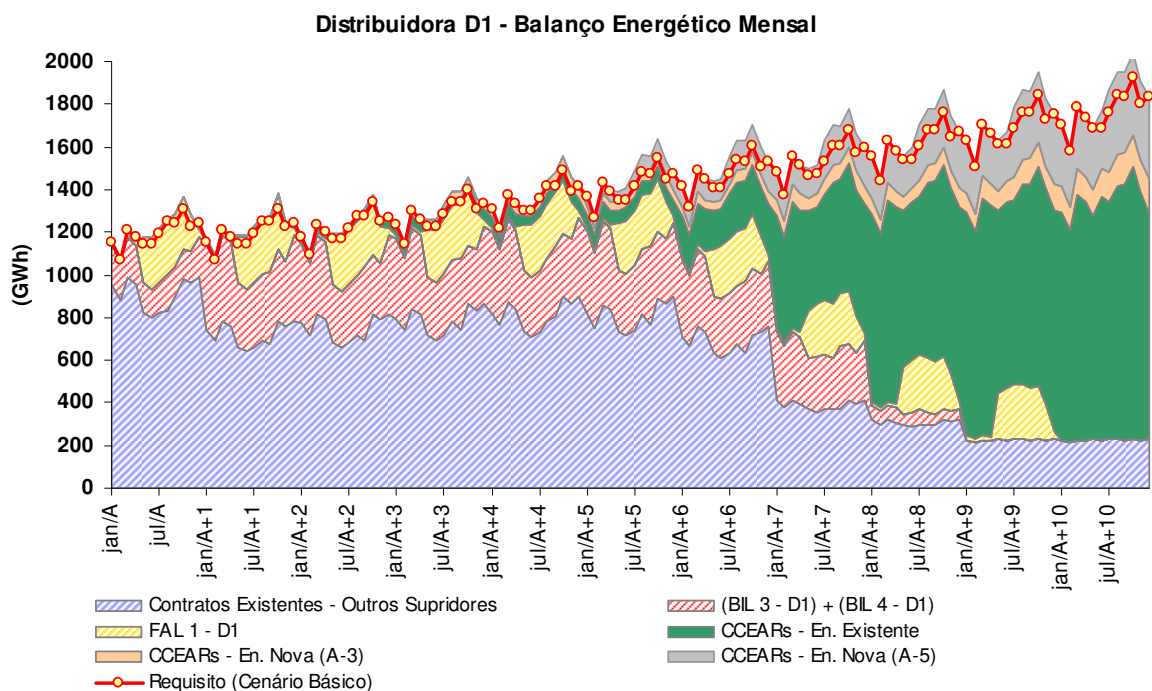


Figura 5.10 – Balanço Energético mensal da distribuidora D1

Quanto à distribuição mensal dos recursos é importante observar outra característica relevante da modelagem que, além da definição da contratação ótima nos leilões regulados, aloca otimamente as quantidades mensais em função das flexibilidades e preços e reajustes. Estes resultados serão apresentados nas seções subseqüentes.

Outro resultado a ser destacado é a distribuição mensal das sobras das distribuidoras. A figura 5.11 traz a comparação entre as sobras e déficits mensais da distribuidora D1 e o PLD. Observa-se que as sobras foram alocadas nos meses onde o PLD apresenta seus valores mais elevados maximizando, desse modo, a receita da distribuidora D1 na CCEE.

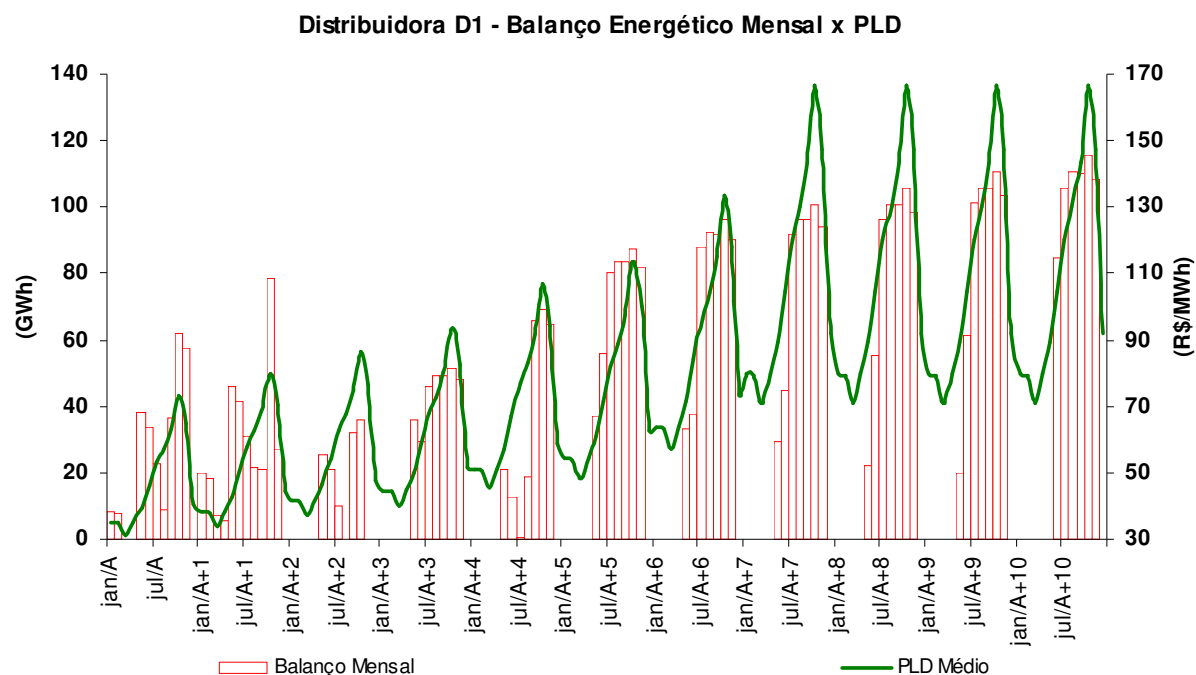


Figura 5.11 – Balanço energético mensal da distribuidora D1 comparado ao PLD

Além de todos os resultados apresentados, a tabela 5.14 apresenta a participação dos contratos de partes relacionadas no total da quantidade contratada da distribuidora.

Tabela 5.14 – Verificação do limite de autocontratação

| Distribuidora D1 - Verificação do Limite de Autocontratação            |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                                                        | A     | A+1   | A+2   | A+3   | A+4   | A+5   | A+6   | A+7   | A+8   | A+9   | A+10  |
| Requisito (Gen. Básico) (MW médio)                                     | 1.635 | 1.640 | 1.677 | 1.759 | 1.858 | 1.940 | 2.017 | 2.106 | 2.199 | 2.311 | 2.418 |
| Contrato de Parte Relacionada exceto de fontes alternativas (MW médio) | 220   | 475   | 431   | 439   | 449   | 461   | 426   | 380   | 80    | 0     | 0     |
| Energia Contratada/Requisito (MW médio)                                | 13%   | 29%   | 26%   | 25%   | 24%   | 24%   | 21%   | 18%   | 4%    | 0%    | 0%    |

A Tabela 5.15 indica que o limite de autocontratação de 30% não foi violado. Ressalta-se que apesar da distribuidora D1 adquirir energia da comercializadora C1 por meio de três contratos (BIL 3 - D1, BIL 4 - D1 e FAL 1 - D1), apenas os contratos BIL 3 - D1 e BIL 4 - D1 são passíveis de ser contabilizados como autocontratação, pois o contrato FAL 1 - D1 é classificado como proveniente de fonte alternativa de energia.

### 5.1.1.2. Análise da estratégia de contratação no ACR

Após a avaliação inicial do resultado do balanço energético, será analisada a estratégia de aquisição de energia da distribuidora em função dos contratos existentes, da evolução do requisito e das regras de contratação conforme definidas pela legislação e apresentadas sinteticamente pelos quadros 3.2 e 3.3..

A primeira análise a ser feita está associada ao atendimento aos limites máximos de contratação vinculados as penalidades de repasse do custo de aquisição de energia. Assumindo o ano **A** como sendo o ano de **2004**, conforme definido no **Capítulo 5 – Estudo de Caso**, temos limites de contratação associados a CCEAR's provenientes de energia existente de 1% do requisito da distribuidora para o período compreendido entre os anos **A+1** e **A+5**. A partir do ano **A+6** (2010), entram em vigor o MR e o LI. Para os contratos lastreados em energia nova adquiridos em A-3, o limite é de 2% do requisito das distribuidoras para todo o período.

Neste sentido, a tabela 5.15 apresenta, para o período de **A** (2004) a **A+5** (2009), a contratação via CCEAR's associados a energia existente bem como o limite de contratação da empresa D1.

Através das informações da tabela 5.15 constata-se que a contratação em A-1 foi realizada até o seu limite para distribuidora D1. Há dois motivos para este resultado, o primeiro devido a restrição para cobertura relativa a migração de consumidores para o mercado livre (equação 3.30), como mostra a tabela 5.1; e o segundo, e mais preponderante, é função dos preços dos contratos, conforme tabela 5.8, serem inferiores aos contratos lastreados em energia nova.

Tabela 5.15 – Energia contratada pela distribuidora D1 através de CCEAR's provenientes de energia existente ofertados em A-1 e limite de repasse dos custos de aquisição

| Distribuidora D1 - Contratação em A-1<br>x Limite de Repasse (GWh) |                                               |               |               |               |               |               |
|--------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|                                                                    | A                                             | A+1           | A+2           | A+3           | A+4           | A+5           |
| Requisito (Gen. Básico)                                            | 14.359                                        | 14.368        | 14.690        | 15.408        | 16.319        | 16.994        |
| Limite de Repasse<br>(1% do Requisito do Ano Anterior)             |                                               | <b>143,59</b> | <b>143,68</b> | <b>146,90</b> | <b>154,08</b> | <b>163,19</b> |
| Leilão E. Exist. (A + 1)                                           |                                               | 143,59        | 143,59        | 143,59        | 143,59        | 143,59        |
| Leilão E. Exist. (A + 2)                                           |                                               |               | 143,68        | 143,68        | 143,68        | 143,68        |
| Leilão E. Exist. (A + 3)                                           |                                               |               |               | 146,90        | 146,90        | 146,90        |
| Leilão E. Exist. (A + 4)                                           |                                               |               |               |               | 154,08        | 154,08        |
| Leilão E. Exist. (A + 5)                                           |                                               |               |               |               |               | 163,19        |
|                                                                    | Percentual contratado<br>em relação ao limite |               |               |               |               |               |
| Leilão E. Exist. (A + 1)                                           |                                               | 100%          | 100%          | 100%          | 100%          | 100%          |
| Leilão E. Exist. (A + 2)                                           |                                               |               | 100%          | 100%          | 100%          | 100%          |
| Leilão E. Exist. (A + 3)                                           |                                               |               |               | 100%          | 100%          | 100%          |
| Leilão E. Exist. (A + 4)                                           |                                               |               |               |               | 100%          | 100%          |
| Leilão E. Exist. (A + 5)                                           |                                               |               |               |               |               | 100%          |

Quanto ao limite de contratação de energia nova adquirida em A-3, a tabela 5.16 apresenta os resultados para a empresa D1.

Tabela 5.16 – Energia contratada pela distribuidora D1 através de CCEAR's provenientes de energia existente ofertados em A-3 e limite de repasse dos custos de aquisição.

| Distribuidora D1 - Contratação em A-3<br>x Limite de Repasse (GWh) |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|--------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                    | A      | A+1    | A+2    | A+3    | A+4    | A+5    | A+6    | A+7    | A+8    | A+9    | A+10   |
| Requisito (Cen. Básico)                                            | 14.359 | 14.368 | 14.690 | 15.408 | 16.319 | 16.994 | 17.667 | 18.452 | 19.316 | 20.248 | 21.181 |
| Limite de Repasse<br>(2% do Requisito do Ano Anterior)             |        |        |        | 287,18 | 287,35 | 293,80 | 308,17 | 326,37 | 339,87 | 353,34 | 369,05 |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 3)                                         |        |        |        | 287,18 | 287,18 | 287,18 | 287,18 | 287,18 | 287,18 | 287,18 | 287,18 |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 4)                                         |        |        |        |        | 287,35 | 287,35 | 287,35 | 287,35 | 287,35 | 287,35 | 287,35 |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 5)                                         |        |        |        |        |        | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 0,00   |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 6)                                         |        |        |        |        |        |        | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 0,00   |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 7)                                         |        |        |        |        |        |        |        | 326,37 | 326,37 | 326,37 | 326,37 |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 8)                                         |        |        |        |        |        |        |        |        | 0,00   | 0,00   | 0,00   |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 9)                                         |        |        |        |        |        |        |        |        |        | 353,34 | 353,34 |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 10)                                        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        | 369,05 |
| Percentual contratado<br>em relação ao limite                      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 3)                                         |        |        |        | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 4)                                         |        |        |        |        | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 5)                                         |        |        |        |        |        | 0%     | 0%     | 0%     | 0%     | 0%     | 0%     |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 6)                                         |        |        |        |        |        |        | 0%     | 0%     | 0%     | 0%     | 0%     |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 7)                                         |        |        |        |        |        |        |        | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 8)                                         |        |        |        |        |        |        |        |        | 0%     | 0%     | 0%     |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 9)                                         |        |        |        |        |        |        |        |        |        | 100%   | 100%   |
| Leilão E. Nova A-3 (A + 10)                                        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        | 100%   |

Observa-se, através da tabela 5.16, que até o ano A+4 (equivalente a 2008) é explorada ao máximo a contratação de energia via CCEAR's provenientes de energia nova ofertados em A-3. Destaca-se, do ponto de vista do custo, que a decisão pela contratação de CCEAR em A-3 no período de A+1 a A+4 não seria a mais apropriada. Contudo, as demais alternativas possíveis – a contratação de CCEAR's associados a energia existente e o contrato de opção com a comercializadora – foram exploradas até seus respectivos limites e a penalidade de subcontratação supera os preços dos CCEAR's provenientes de energia nova licitados em A-3.

A partir de A+4 (2009), a contratação de CCEAR's em A-3 passa a concorrer com a contratação de CCEAR's provenientes de energia nova licitados em A-5, pois apresentam o mesmo valor conforme tabela 5.8. Portanto, é este o motivo pelo qual não há contratações em A-3 a partir de A+5.

Um aspecto extremamente relevante a ser avaliado é o atendimento ao MR e LI a partir do ano A+6 (2010). Neste sentido, é apresentado o quadro 5.17 onde são detalhadas todas as quantidades

contratadas, principalmente através de CCEAR's, o cálculo do MR e do LI e a associação entre estes valores e as quantidades adquiridas via CCEAR's associados a energia existente.

O Quadro 5.17 demonstra que as restrições para a contratação de energia existente a partir de A+6 tendo como limite inferior o LI e limite superior o MR foram plenamente atendidas.

Quadro 5.17 – Cálculo do Montante Inicial - MI, Montante de Reposição – MR e Limite Inferior de Contratação – LI a partir do ano A+6

| Cálculo do Montante Inicial, Montante de Reposição e do Limite Inferior de Contratação em MW médios |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|------|------|--------------------------------------|------|--------------------------------------|------|--------------------------------------|------|--------------------------------------|------|
|                                                                                                     | Ano: A+6                             |      |      | Ano: A+7                             |      | Ano: A+8                             |      | Ano: A+9                             |      | Ano: A+10                            |      |
|                                                                                                     | Quantidade Contratada Vigente em A+5 |      |      | Quantidade Contratada Vigente em A+6 |      | Quantidade Contratada Vigente em A+7 |      | Quantidade Contratada Vigente em A+8 |      | Quantidade Contratada Vigente em A+9 |      |
|                                                                                                     | A+4                                  | A+5  | A+6  | A+6                                  | A+7  | A+7                                  | A+8  | A+8                                  | A+9  | A+9                                  | A+10 |
| Contratos Existentes                                                                                |                                      | 1766 | 1569 |                                      | 1569 | 1110                                 | 698  |                                      | 698  | 505                                  |      |
| Leilão (LEX) (A+1)                                                                                  | 16                                   | 16   | 0    |                                      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |
| Leilão (LN1) (A+3)                                                                                  | 33                                   | 33   | 33   | 33                                   | 33   | 33                                   | 33   | 33                                   | 33   | 33                                   | 33   |
| Leilão (LN2) (A+5)                                                                                  |                                      | 80   | 80   | 80                                   | 80   | 80                                   | 80   | 80                                   | 80   | 80                                   | 80   |
| Leilão (LEX) (A+2)                                                                                  | 16                                   | 16   | 16   | 16                                   |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |
| Leilão (LN1) (A+4)                                                                                  | 33                                   | 33   | 33   | 33                                   | 33   | 33                                   | 33   | 33                                   | 33   | 33                                   | 33   |
| Leilão (LN2) (A+6)                                                                                  |                                      |      |      | 79                                   | 79   | 79                                   | 79   | 79                                   | 79   | 79                                   | 79   |
| Leilão (LEX) (A+3)                                                                                  | 17                                   | 17   | 17   | 17                                   | 17   | 17                                   |      |                                      |      |                                      |      |
| Leilão (LN1) (A+5)                                                                                  |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |
| Leilão (LN2) (A+7)                                                                                  |                                      |      |      |                                      |      | 92                                   | 92   | 92                                   | 92   | 92                                   | 92   |
| Leilão (LEX) (A+4)                                                                                  | 18                                   | 18   | 18   | 18                                   | 18   | 18                                   | 18   | 18                                   |      |                                      |      |
| Leilão (LN1) (A+6)                                                                                  |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |
| Leilão (LN2) (A+8)                                                                                  |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      | 96                                   | 95   | 96                                   | 96   |
| Leilão (LEX) (A+5)                                                                                  |                                      | 19   | 19   | 19                                   | 19   | 19                                   | 19   | 19                                   | 19   | 19                                   | 19   |
| Leilão (LN1) (A+7)                                                                                  |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |
| Leilão (LN2) (A+9)                                                                                  |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      | 116                                  | 115  |
| Leilão (LEX) (A+6)                                                                                  |                                      |      |      | 214                                  | 214  | 214                                  | 213  | 214                                  | 213  | 214                                  | 213  |
| Leilão (LN1) (A+8)                                                                                  |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |
| Leilão (LN2) (A+10)                                                                                 |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |
| Leilão (LEX) (A+7)                                                                                  |                                      |      |      |                                      |      | 475                                  | 474  | 475                                  | 474  | 475                                  | 474  |
| Leilão (LN1) (A+9)                                                                                  |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |
| Leilão (LEX) (A+8)                                                                                  |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      | 432                                  | 432  | 432                                  | 432  |
| Leilão (LN1) (A+10)                                                                                 |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |
| Leilão (LEX) (A+9)                                                                                  |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      | 206  | 205                                  | 206  |
| Leilão (LEX) (A+10)                                                                                 |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |                                      | 219  |
| Total Contratado                                                                                    |                                      | 1998 | 1784 |                                      | 2077 | 1602                                 | 2170 | 1738                                 | 2268 | 2055                                 | 2380 |
| CCEARs - En. Existente                                                                              |                                      |      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |                                      |      |
| Quantidade Vigente                                                                                  | 67                                   | 86   | 69   | 283                                  | 267  | 742                                  | 723  | 1157                                 | 1138 | 1346                                 | 1324 |
| Acréscimo                                                                                           |                                      |      |      | 214                                  |      | 475                                  |      | 434                                  |      | 208                                  |      |
| CCEARs - En. Nova (A-3)                                                                             | 66                                   | 66   | 66   | 66                                   | 66   | 66                                   | 65   | 66                                   | 65   | 66                                   | 65   |
| CCEARs - En. Nova (A-5)                                                                             | 0                                    | 80   | 80   | 159                                  | 159  | 252                                  | 251  | 347                                  | 346  | 463                                  | 462  |
| Total de CCEAR's (a)                                                                                | 133                                  | 232  |      | 722                                  |      | 1534                                 | 1040 | 2005                                 | 1549 | 2082                                 | 1852 |
| Δ Contratação (b)                                                                                   |                                      |      | -214 |                                      | -475 |                                      | -432 |                                      | -213 |                                      | -223 |
| Montante de Reposição (c = b)                                                                       |                                      |      | 214  |                                      | 475  |                                      | 432  |                                      | 213  |                                      | 223  |
| Montante Inicial (d = a)                                                                            | 133                                  | 232  |      | 722                                  |      | 1534                                 |      | 2005                                 |      | 2082                                 |      |
| Limite Inferior de Contratação (e = b - 0,04 x a)                                                   |                                      |      | 208  |                                      | 466  |                                      | 403  |                                      | 152  |                                      | 143  |

### 5.1.2. Análise da estratégia de comercialização da comercializadora

A análise da estratégia da comercializadora, definida pelo modelo de otimização frente as curvas de preços e parâmetros informados, inicia-se pela avaliação do balanço energético. A figura 5.12 apresenta o requisito da empresa C1 frente a seu portfólio de contratos a termo e opções de compra.

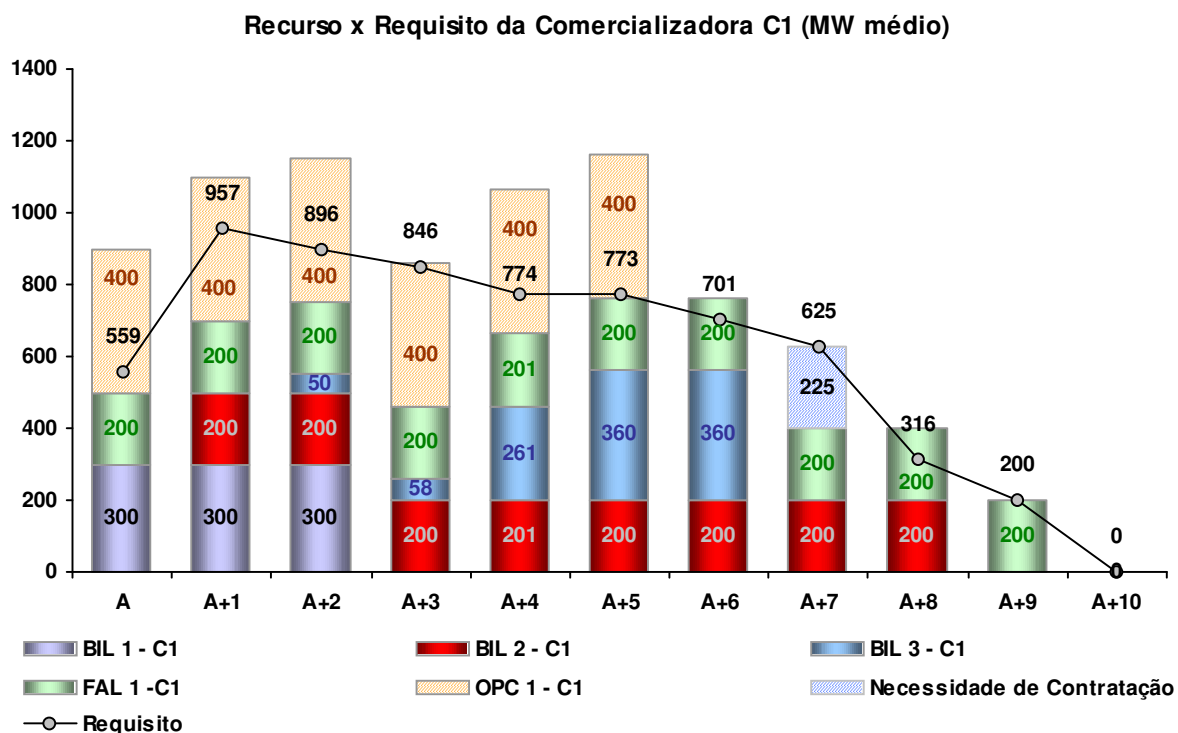


Figura 5.12 – Requisito e portfólio de contratos da empresa C1

Analisando a figura 5.12, observa-se que caso seja exercida a opção em todos os anos de sua vigência há a necessidade de contratação apenas no ano A+7. Por outro lado, há a possibilidade de expressivas sobras contratuais nos anos A, A+1, A+2, A+4 e A+5.

Dessa forma, é apresentado na figura 5.13, o balanço energético ótimo definido pelo modelo de otimização.

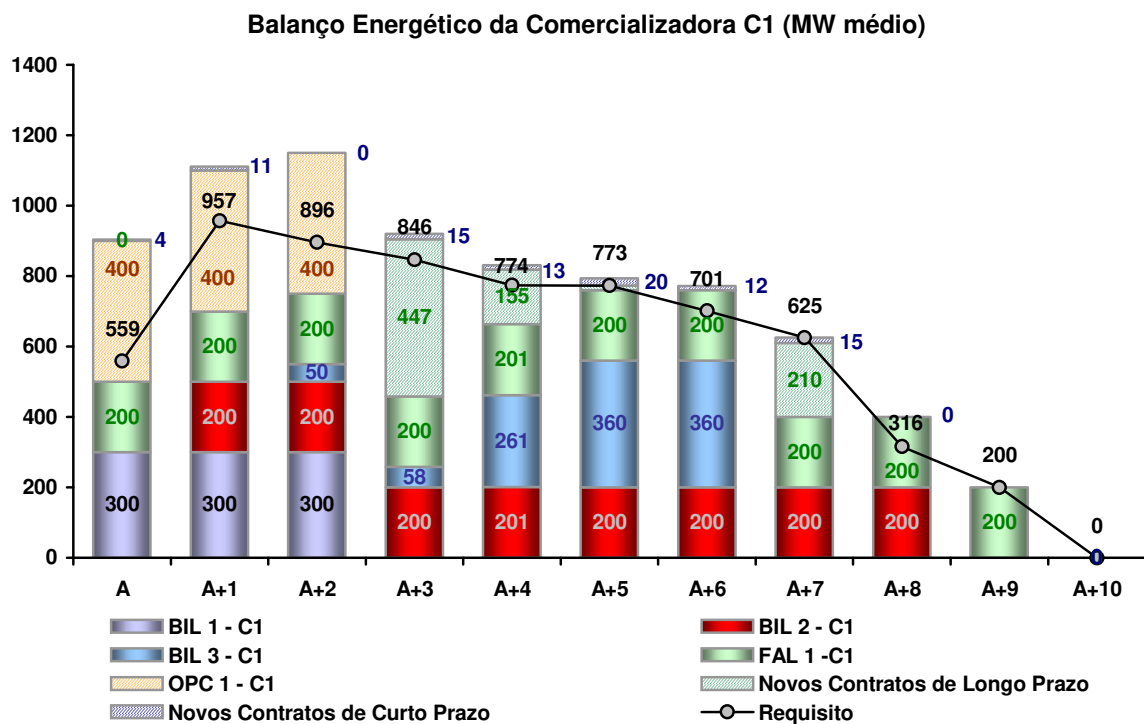


Figura 5.13 – Balanço energético da empresa C1

Cabe assinalar que, além das opções serem exercidas nos três primeiros anos, foi indicada a aquisição de energia excedente através de contratos de curto prazo do primeiro a terceiro ano.

Os exercícios das opções, bem como os anos onde ocorreram, pode ser melhor compreendido avaliando o preço de exercício, adicionado do prêmio, frente ao PLD de cada ano como apresenta o gráfico da figura 5.14.

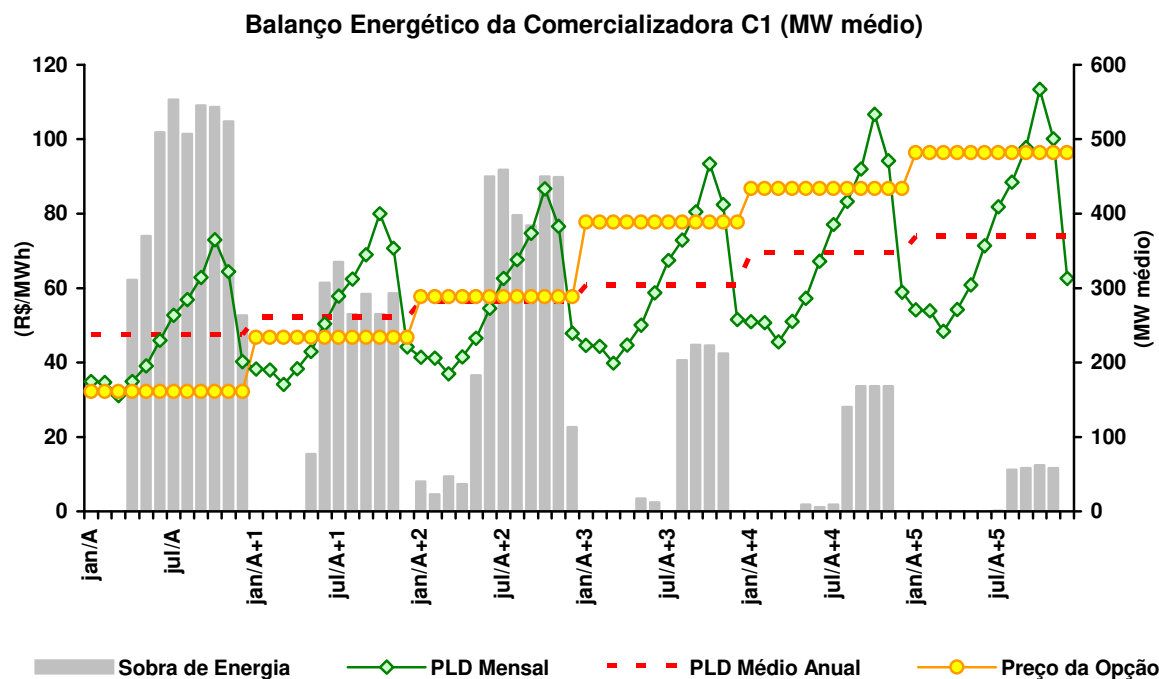


Figura 5.14 – Preço da opção adicionada do prêmio versus o PLD e PLD médio e sobras liquidadas na CCEE da comercializadora C1

Constata-se que a opção de compra de energia foi exercida corretamente dado que nos anos A, A+1 e A+2 o preço de exercício mais o prêmio são inferiores ao PLD médio anual.

Nos demais anos o exercício da opção é inviável por dois diferentes motivos:

- 1) Em A+3, o preço de mercado é ligeiramente inferior ao preço de exercício, como demonstra o gráfico da figura 5.15, o que leva a ser mais racional adquirir energia via novos contratos;
- 2) No ano A+4, o custo da opção passa a ser inferior ao preço de mercado, por outro lado, o exercício da opção acarretaria na aquisição da quantidade total de energia do contrato (400 MW médios), o que seria muito superior a necessidade em A-4 que é de 95 MW médios. Conseqüentemente a sobra de energia resultante seria liquidada ao um valor de PLD muito inferior ao preço de exercício adicionado a opção.

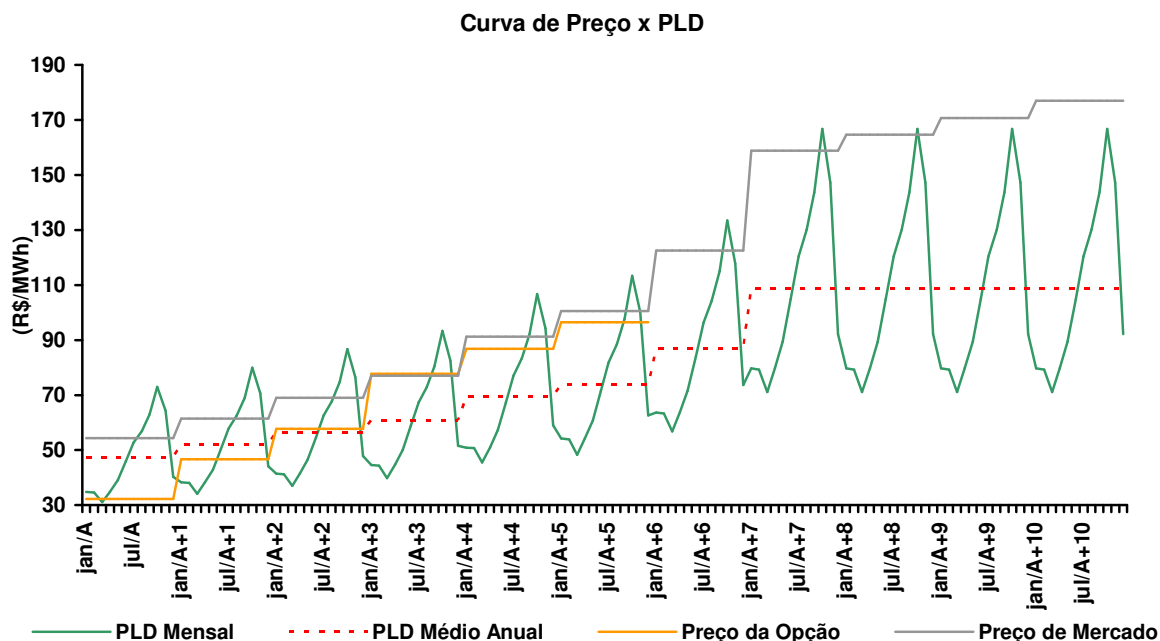


Figura 5.15 – Preço da opção adicionada do prêmio versus o PLD e PLD médio e preço de mercado

Além do exercício da opção, observa-se a aquisição de energia pela comercializadora através de contratos de curto prazo. O preço de contratação de curto prazo é equivalente a 120% do PLD e como pode ser verificado, através gráfico da figura 5.16, a compra de curto prazo ocorre nos meses onde o PLD possui seus valores mais baixos.

Uma análise dos gráficos das figuras 5.14 e 5.16 permite constatar que as sobras mensais apresentadas pela empresa comercializadora C1 não coincidem com as compras de curto prazo. Isto indica que a aquisição de curto prazo permite a alocação de energia dos demais contratos nos períodos onde o PLD apresenta os valores mais elevados.

Por fim, o gráfico da figura 5.17 apresenta o balanço energético mensal da comercializadora onde é possível verificar que os limites de sazonalização dos contratos foram atendidos, principalmente os limites do contrato FAL 1 - C1, cujo perfil de distribuição mensal é pré – definido.

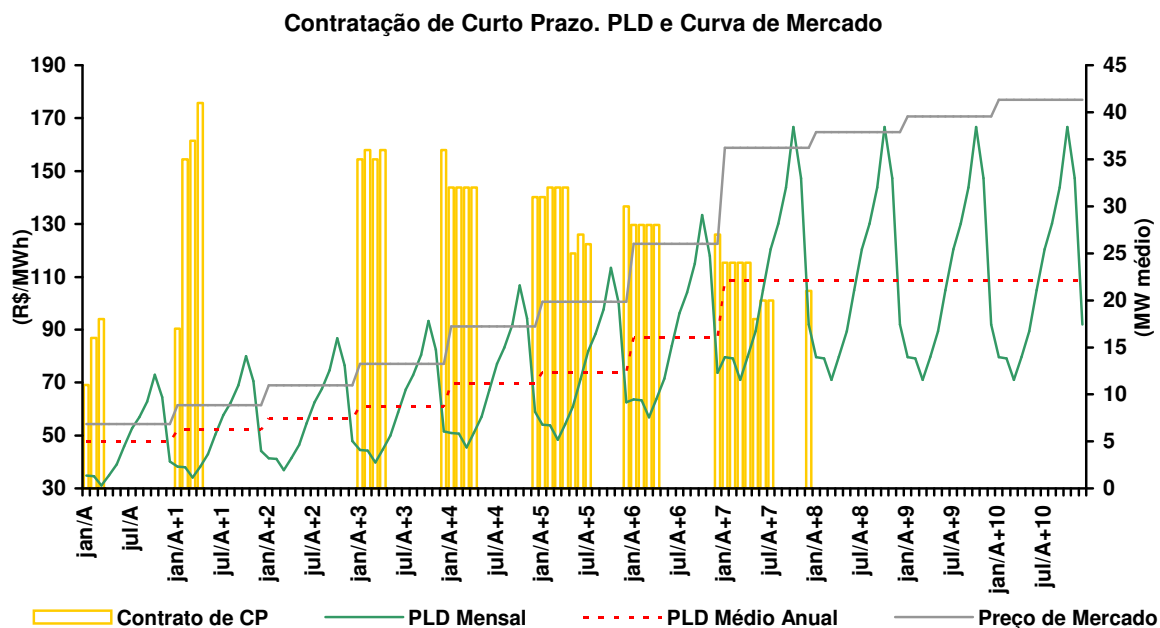


Figura 5.16 – Contratação de curto prazo PLD, PLD médio e preço de mercado

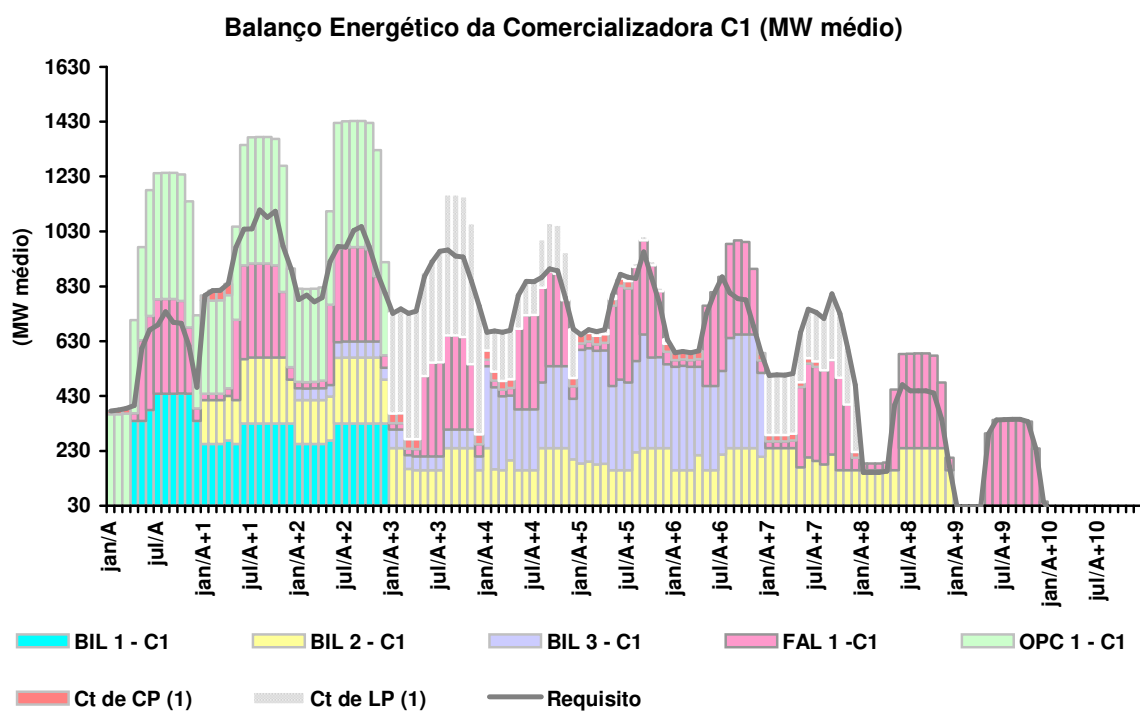


Figura 5.17 – Balanço energético mensal da comercializadora C1

### 5.1.3. Análise da alocação ótima de energia entre os patamares de carga

Além da avaliação da estratégia ótima de contratação no ambiente de contratação regulada e da distribuição ótima das quantidades mensais é imprescindível averiguar os resultados obtidos na alocação da energia entre os patamares de carga. Dado que a estratégia já fora definida, foi atribuído às variáveis  $\delta$  e  $\gamma$  da função objetivo, apresentada pela equação 4.2, o valor igual a 1 para todas as empresas e executada uma nova simulação abrangendo apenas o ano A.

Em função da contabilização da CCEE adotar preços de curto prazo discretos por semana e patamar, a utilização das flexibilidades de modulação evita a exposição das empresas ao diferencial de preços e garante, eventualmente, ganhos na liquidação de curto prazo.

Neste sentido, cabe avaliar o limite agregado de modulação dos contratos firmados pelas empresas simuladas frente a alocação sugerida pelo modelo como demonstra as figuras 5.18 a 5.23. Cabe ressaltar que não são incluídos os contratos de partes relacionadas.

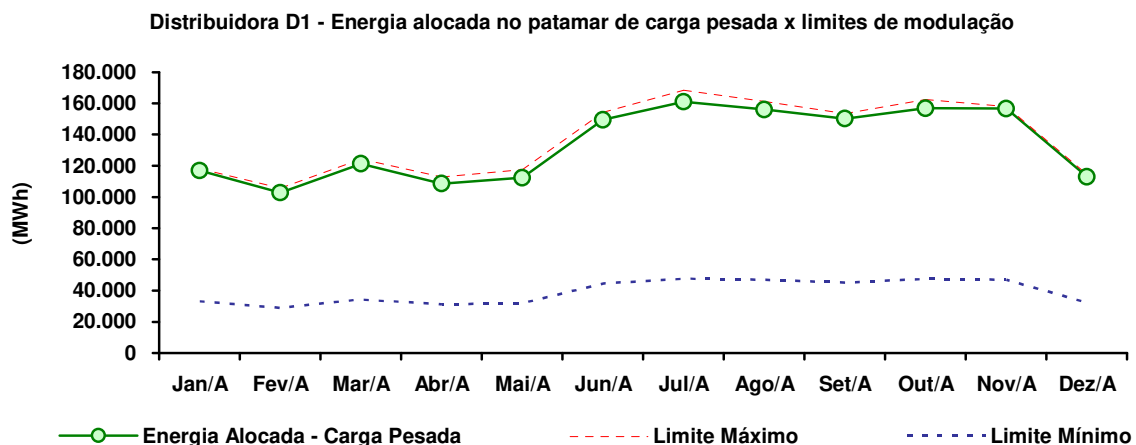


Figura 5.18 – Alocação de energia agregada no patamar de carga pesada em relação aos limites de modulação dos contratos de outros fornecedores firmados com a distribuidora D1

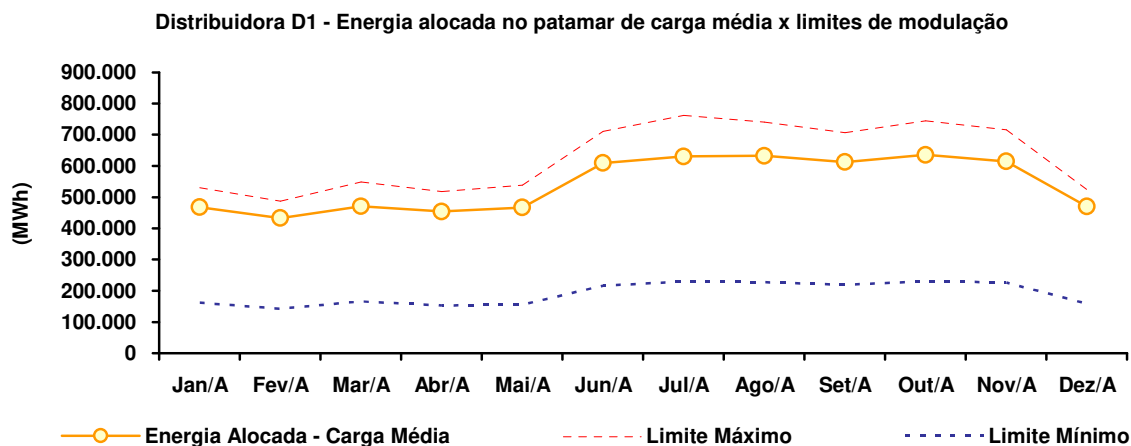


Figura 5.19 – Alocação de energia agregada no patamar de carga média em relação aos limites de modulação dos contratos de outros fornecedores firmados com a distribuidora D1

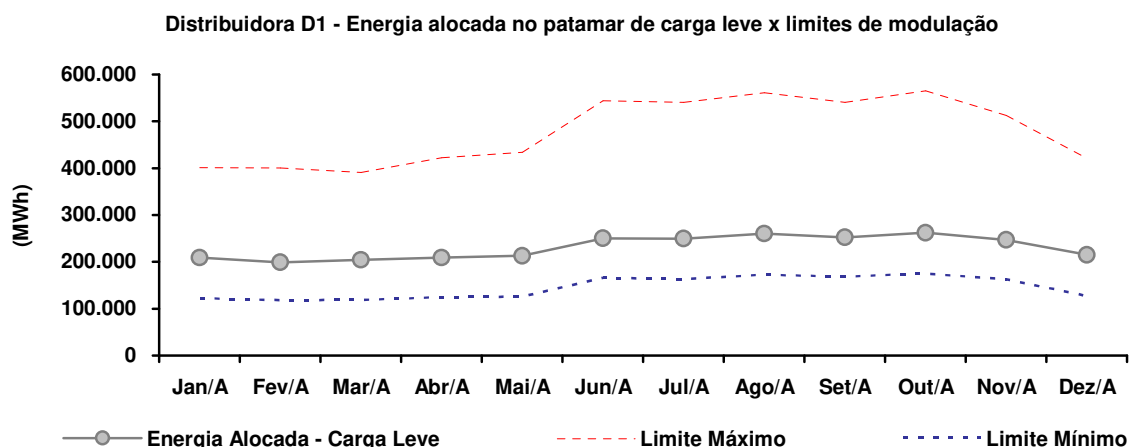


Figura 5.20 – Alocação de energia agregada no patamar de carga média em relação aos limites de modulação dos contratos de outros fornecedores firmados com a distribuidora D1

Observa-se que a energia foi prioritariamente posicionada no patamar de carga pesada até praticamente o limite dos contratos. Cabe salientar que o limite máximo não foi atingido devido ao fato do contrato inicial CI-D1 possuir como limite a potência associada ao contrato e o perfil de modulação ser semelhante ao perfil do requisito da distribuidora deduzidas as quantidades moduladas do contrato de Itaipu, conforme determina o Procedimento de Mercado.

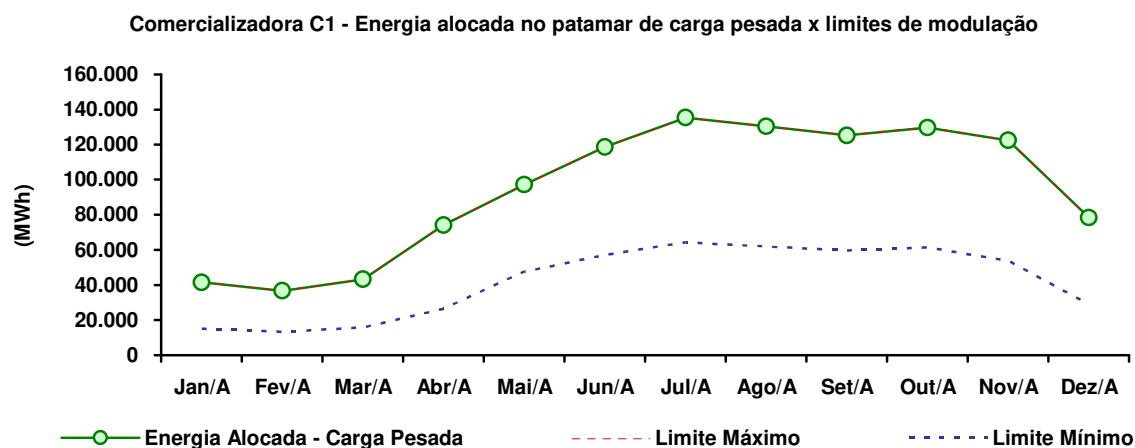


Figura 5.21 – Alocação de energia agregada no patamar de carga pesada em relação aos limites de modulação dos contratos de outros supridores firmados com a comercializadora C1

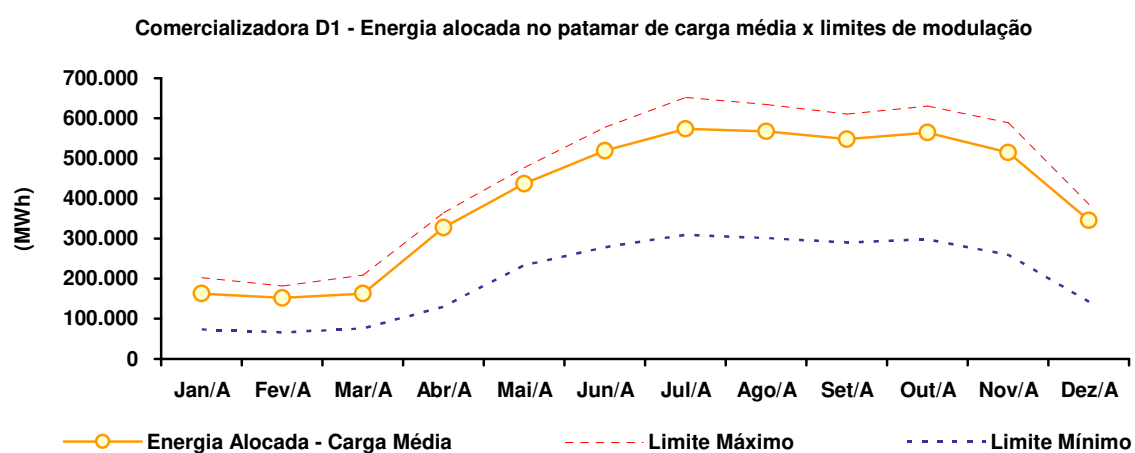


Figura 5.22 – Alocação de energia agregada no patamar de carga média em relação aos limites de modulação dos contratos de outros supridores firmados com a comercializadora C1.

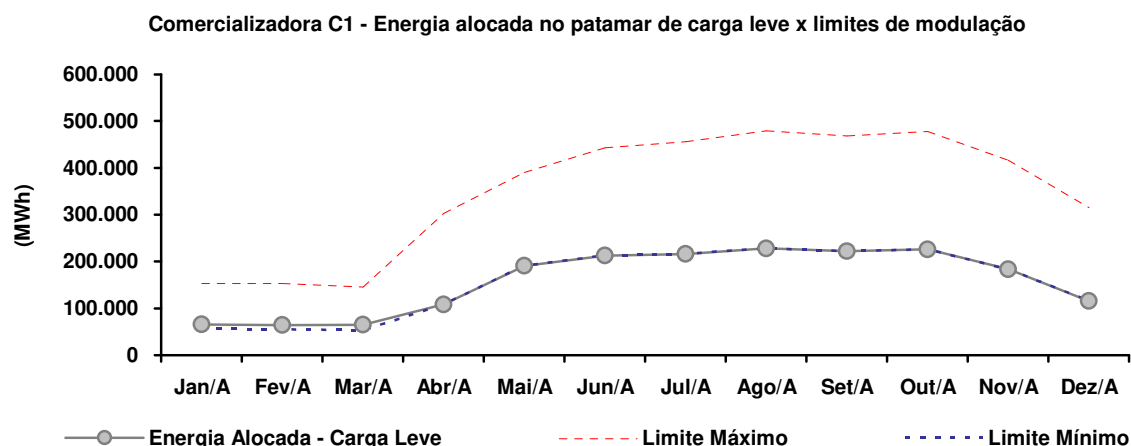


Figura 5.23 – Alocação de energia agregada no patamar de carga média em relação aos limites de modulação dos contratos de outros supridores firmados com a comercializadora C1

Com relação a comercializadora, a coerência também foi mantida na distribuição da energia contratada nos patamares de carga. É possível identificar que os limites superiores mensais do patamar de carga pesada foram inteiramente explorados bem como os limites inferiores do patamar de carga leve.

As sobras de energia por patamar de carga da distribuidora D1, da comercializadora C1 e do Grupo (D1 + C1) são apresentadas, respectivamente, nos gráficos das figuras 5.24, 5.25 e 5.26.

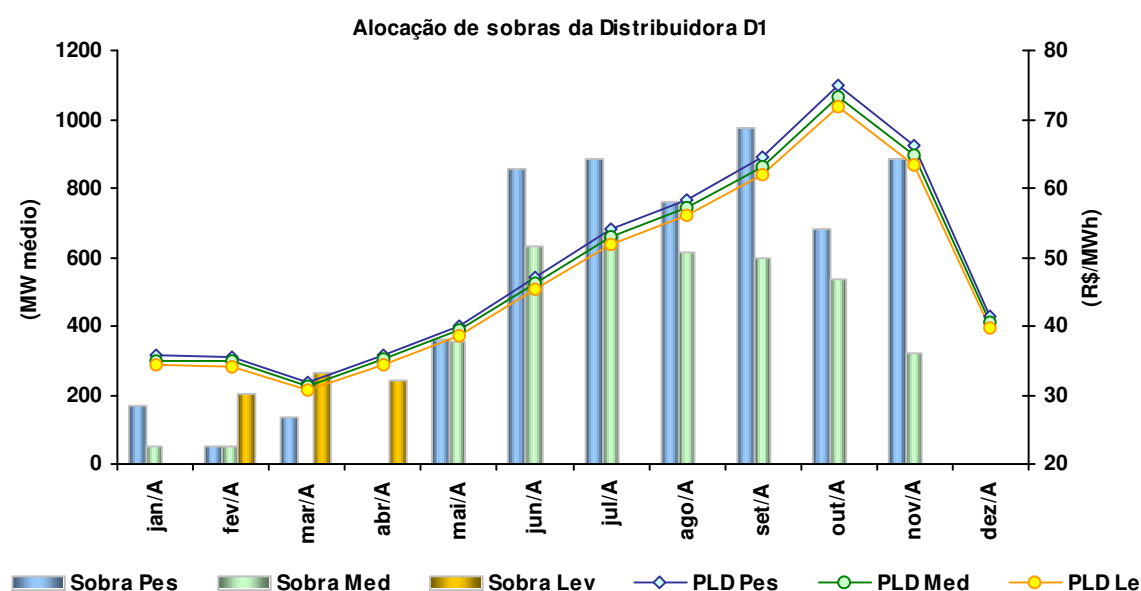


Figura 5.24 – Sobra de energia por patamar de carga da distribuidora D1

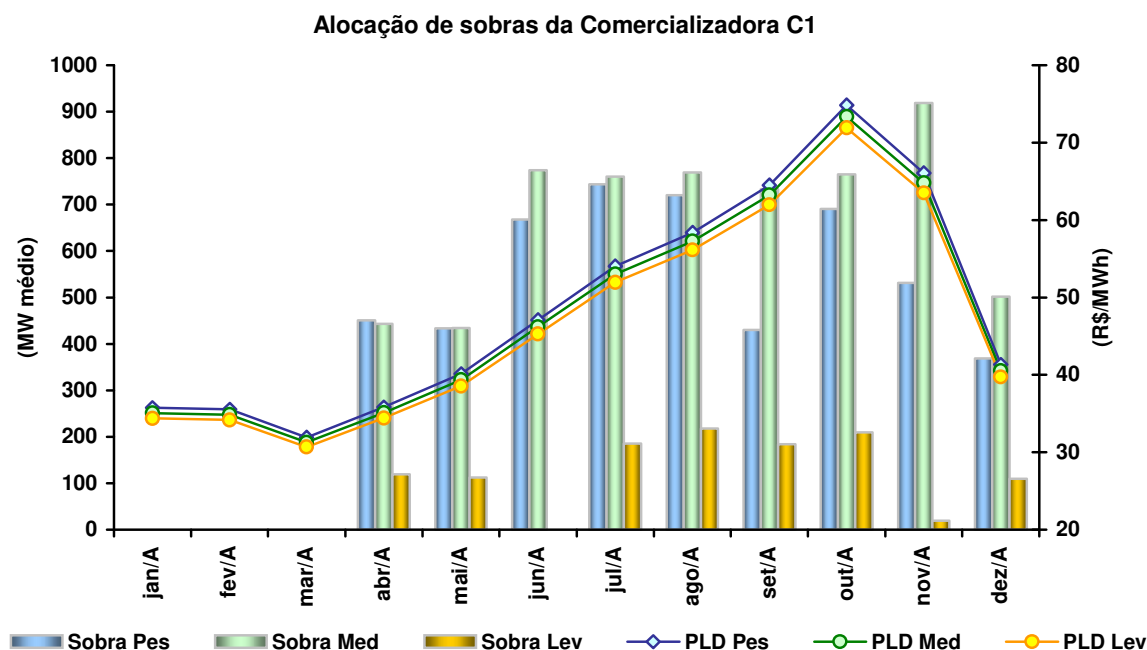


Figura 5.25 – Sobra de energia por patamar de carga da comercializadora C1

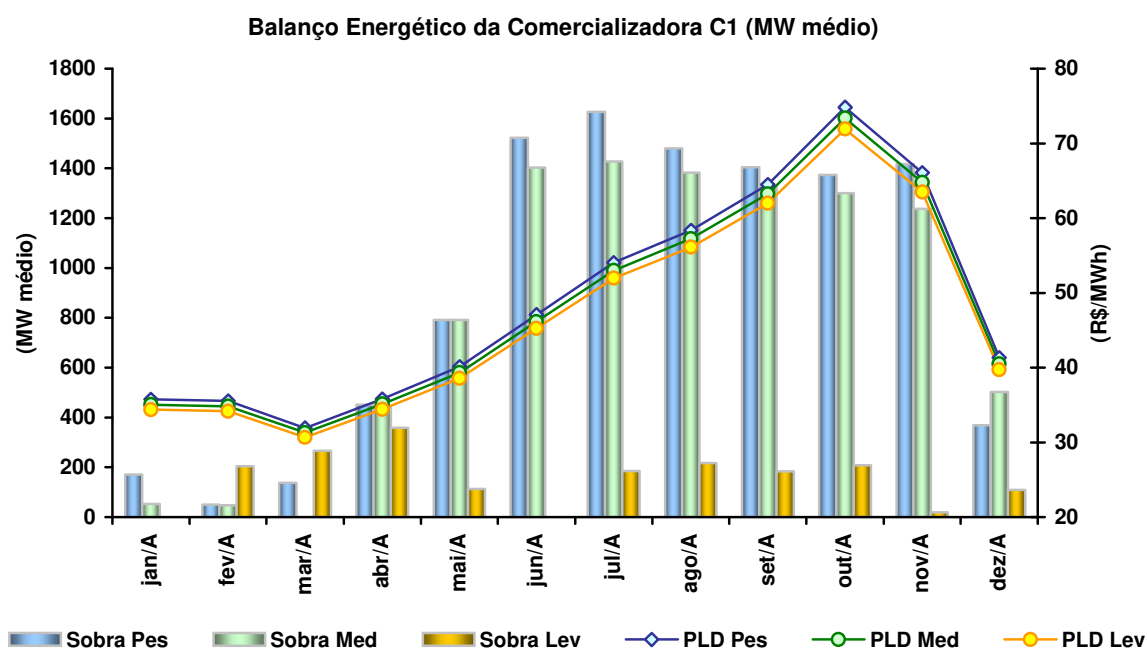


Figura 5.26 – Sobra de energia por patamar de carga do Grupo (D1 +C1)

Com o intuito de avaliar o ganho de sazonalização e modulação das sobras no Grupo é apresentada, na tabela 5.18, a comparação do cálculo da receita na CCEE da distribuição das sobras

em valores constantes, em valores sazonalizados e, por fim, valores sazonalizados e modulados.

Observa-se que o ganho com a distribuição sazonal levando-se em conta o comportamento do PLD foi da ordem de 14,1% da receita obtida através da alocação mensal constante e por patamar. Da mesma maneira é possível constatar que o ganho de modulação foi de 0,9%.

Cabe ressaltar que o ganho de modulação está diretamente relacionado a diferença de PLD por patamar que variou apenas de 98,5 a 102,5% do valor médio no caso analisado.

Tabela 5.18 – Cálculo do ganho obtido com a distribuição das sobras em base mensal e por patamar em relação a distribuição constante

| Energia                                              | Patamar de Carga | Energia (MW médio) | Energia (MWh) | Jan     | Fev     | Mar     | Abr     | Mai     | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     | Energia Anual (MWh) |
|------------------------------------------------------|------------------|--------------------|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------------------|
| Distribuição em valores constantes por mês e patamar | Pesada           | 577                | 527.946       | 45.005  | 39.812  | 46.736  | 41.543  | 43.274  | 43.274  | 46.736  | 45.005  | 43.274  | 45.005  | 45.005  | 43.274  | 5.068.280           |
|                                                      | Média            | 577                | 2.569.337     | 218.679 | 196.754 | 225.026 | 204.254 | 212.332 | 210.601 | 225.026 | 218.679 | 210.601 | 218.102 | 216.948 | 212.332 |                     |
|                                                      | Leve             | 577                | 1.970.998     | 165.596 | 165.596 | 157.518 | 169.635 | 173.674 | 161.557 | 157.518 | 165.596 | 161.557 | 165.596 | 153.479 | 173.674 |                     |
| Distribuição sazonal e constante patamar             | Pesada           | 577                | 527.946       | 3.458   | 8.184   | 8.726   | 30.715  | 39.993  | 65.212  | 76.984  | 73.052  | 66.969  | 68.596  | 60.532  | 25.523  | 5.068.280           |
|                                                      | Média            | 577                | 2.569.337     | 16.830  | 39.829  | 42.466  | 149.482 | 194.635 | 317.367 | 374.653 | 355.521 | 325.917 | 333.835 | 294.590 | 124.213 |                     |
|                                                      | Leve             | 577                | 1.970.998     | 12.910  | 30.554  | 32.577  | 114.671 | 149.309 | 243.460 | 287.405 | 272.728 | 250.018 | 256.092 | 225.987 | 95.287  |                     |
| Distribuição sazonal e constante patamar             | Pesada           | 909                | 831.880       | 13.337  | 3.434   | 11.145  | 32.484  | 59.308  | 114.244 | 131.742 | 115.472 | 105.298 | 107.146 | 110.601 | 27.669  | 5.068.280           |
|                                                      | Média            | 832                | 3.703.755     | 19.862  | 16.484  | 0       | 156.727 | 290.952 | 511.796 | 556.800 | 523.603 | 485.951 | 491.369 | 465.586 | 184.626 |                     |
|                                                      | Leve             | 156                | 532.645       | 0       | 58.648  | 72.624  | 105.658 | 33.677  | 0       | 50.500  | 62.227  | 51.655  | 60.007  | 4.921   | 32.728  |                     |

|               |                  |                       |       |               |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|---------------|------------------|-----------------------|-------|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PLD (R\$/MWh) | Patamar de Carga | Preço Médio (R\$/MWh) |       | % Preço Médio | Jan   | Fev   | Mar   | Abr   | Mai   | Jun   | Jul   | Ago   | Set   | Out   | Nov   | Dez   |
|               | Pesada           | 48,78                 | 47,58 | 102,5         | 35,75 | 35,54 | 31,91 | 35,81 | 40,13 | 47,10 | 54,04 | 58,39 | 64,50 | 74,83 | 66,08 | 41,32 |
|               | Média            | 47,83                 |       | 100,5         | 35,05 | 34,84 | 31,28 | 35,11 | 39,34 | 46,18 | 52,98 | 57,25 | 63,23 | 73,37 | 64,78 | 40,51 |
|               | Leve             | 46,89                 |       | 98,5          | 34,36 | 34,16 | 30,67 | 34,42 | 38,57 | 45,27 | 51,94 | 56,12 | 61,99 | 71,93 | 63,51 | 39,72 |

| Receita                                              | Patamar de Carga | Receita Anual por patamar (R\$ mil) |  | Jan   | Fev   | Mar   | Abr   | Mai    | Jun    | Jul    | Ago    | Set    | Out    | Nov    | Dez   | Receita Anual (R\$ mil) |
|------------------------------------------------------|------------------|-------------------------------------|--|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------------------------|
| Distribuição em valores constantes por mês e patamar | Pesada           | 25.852                              |  | 1.609 | 1.415 | 1.491 | 1.488 | 1.737  | 2.038  | 2.526  | 2.628  | 2.791  | 3.368  | 2.974  | 1.788 | 241.150                 |
|                                                      | Média            | 123.222                             |  | 7.664 | 6.856 | 7.039 | 7.171 | 8.353  | 9.725  | 11.922 | 12.518 | 13.317 | 16.002 | 14.054 | 8.602 |                         |
|                                                      | Leve             | 92.076                              |  | 5.690 | 5.657 | 4.831 | 5.839 | 6.699  | 7.314  | 8.182  | 9.294  | 10.015 | 11.911 | 9.748  | 6.898 |                         |
| Distribuição sazonal e constante patamar             | Pesada           | 29.402                              |  | 124   | 291   | 278   | 1.100 | 1.605  | 3.071  | 4.160  | 4.266  | 4.319  | 5.133  | 4.000  | 1.055 | 275.191                 |
|                                                      | Média            | 140.284                             |  | 590   | 1.388 | 1.328 | 5.248 | 7.657  | 14.655 | 19.850 | 20.352 | 20.609 | 24.493 | 19.084 | 5.032 |                         |
|                                                      | Leve             | 105.505                             |  | 444   | 1.044 | 999   | 3.947 | 5.759  | 11.022 | 14.928 | 15.306 | 15.499 | 18.420 | 14.353 | 3.784 |                         |
| Distribuição sazonal e constante patamar             | Pesada           | 47.001                              |  | 477   | 122   | 356   | 1.163 | 2.380  | 5.381  | 7.119  | 6.742  | 6.791  | 8.018  | 7.308  | 1.143 | 277.158                 |
|                                                      | Média            | 205.744                             |  | 696   | 574   | 0     | 5.502 | 11.447 | 23.633 | 29.500 | 29.974 | 30.728 | 36.050 | 30.161 | 7.479 |                         |
|                                                      | Leve             | 24.412                              |  | 0     | 2.003 | 2.227 | 3.637 | 1.299  | 0      | 2.623  | 3.492  | 3.202  | 4.316  | 313    | 1.300 |                         |

## **Capítulo 6**

### **Conclusão**

A recente reforma da indústria de energia elétrica foi concebida com o intuito de dar estabilidade aos novos projetos, desde a obtenção das licenças ambientais até a garantia da receita através de contratos de longo prazo, e garantir a obtenção do menor custo da energia elétrica aplicada as tarifas dos consumidores finais.

A solução para assegurar a oferta de contrato de compra de longo prazo foi a instituição de um ambiente de contratação regulada, do processo de leilões regulares, da obrigação dos agentes de consumo atenderem a totalidade de seu mercado com antecedência, de até 5 anos, sob o risco de penalidades.

Cabe observar que, ao passo que foi mitigada parte dos riscos de investimentos dos agentes de geração, os agentes distribuidores de energia passam, além de serem explicitamente responsáveis por ditar grande parcela do nível de expansão da oferta, a encarar novos riscos associados ao insucesso na realização de suas projeções de mercado que, por consequência, podem acarretar na sinalização equivocada para os novos investimentos em produção.

Vários podem ser os motivos para a ocorrência de erros de projeção de mercado, mas a variável de maior impacto é o cenário macroeconômico adotado dado a forte correlação entre o consumo de

energia elétrica e indicadores macroeconômicos como massa de renda, produção industrial, nível de emprego entre outros.

Outro aspecto a ser abordado são as várias formas de aplicação de penalidades desde as de maior impacto, como a penalidade por subcontratação aplicada pela CCEE durante a contabilização a partir da constatação da insuficiência de lastro, até as de médio e baixo impacto como as penalidades referentes a violação dos limites de contratação aplicadas ao repasse dos custos de compra de energia durante os processos de reajuste e revisão tarifária.

Na mesma linha estão os vários mecanismos de mitigação de riscos como a possibilidade de redução de quantidades contratadas de CCEAR's provenientes de energia existente devido a migração de consumidores para o mercado livre ou por variações de mercado (até o limite de 4% do montante contratado), a aquisição ou redução de contratos via Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, os leilões de ajuste e a sobrecontratação de até 3%.

É relevante observar a diversidade de variáveis, regras e mecanismos inseridos no processo de tomada de decisão dos agentes de distribuição a partir do advento da atual regulamentação de contratação que resumidamente pode ser expressa como um significativo aumento de complexidade na gestão e uma ruptura dos paradigmas no que tange a estratégia de aquisição de energia destas empresas.

Dessa forma, com o intuito de construir uma metodologia que viesse a congregiar todas as formas de mitigação de riscos, representar adequadamente as penalidades e as características peculiares dos contratos de compra e venda de energia, este trabalho apresenta um produto baseado na otimização sob incerteza cuja finalidade é determinar a estratégia ótima de contratação onde são minimizados os riscos de penalidade ao passo que são explorados todas as oportunidades de alocação da energia de forma a obter o menor custo e a maior receita de liquidação de sobras na CCEE.

É necessário frisar a opção adotada de ampliar a abrangência da modelagem, não se limitando a empresas distribuidoras e sim a grupo de empresas incluindo a interação com outros agentes como comercializadores, em função da crescente concentração da indústria motivada pela exploração de sinergias operacionais oriundas das economias de escala e escopo.

Durante o processo de construção da modelagem observou-se a diversidade de alternativas e a mudança de regime de contratação a partir de 2010, onde a contratação de energia nova, em A-5,

possui a finalidade de atender o incremento do requisito das distribuidoras sendo mantida a recontração da energia existente através da aplicação do MR e LI. Esta questão é ressaltada dada a significância na determinação da estratégia de contratação, a abordagem complexa por parte da legislação e a falta de regulamentação pela ANEEL em função das regras de repasse associadas a este tema serem aplicadas somente nos reajustes tarifários do ano de 2011.

Com o intuito de evidenciar a dimensão do problema e sua complexidade, a Tabela 6.1 apresenta o número de restrições e variáveis envolvidas na solução do caso proposto no Capítulo 5.

Tabela 6.1 – Número de restrições e variáveis referentes ao problema proposto

| Natureza    | Número de restrições | Número de variáveis |
|-------------|----------------------|---------------------|
| Operacional | 3.948                | 1.056               |
| Regulatória | 2.299                | 1.557               |
| Contratual  | 3.814                | 4.175               |
| Total       | 10.061               | 6.788               |

Outro aspecto a ser levantado é a importância da projeção dos cenários de requisito e probabilidades associadas. Apesar dos resultados satisfatórios, é necessária a investigação e um estudo aprofundado com a finalidade de desenvolver uma metodologia robusta de projeção de requisito a fim de melhorar a qualidade das projeções e conseqüentemente a estratégia de contratação.

Além disso, uma das formas de mitigação de risco não abordada, refere-se a possibilidade de redução de até 4% da quantidade contratada via CCEAR's provenientes de energia existente devido a variações de mercado. A não implementação reside no fato da ponderação entre a inclusão de uma não linearidade na modelagem, em função da obrigação da redução recair sobre todos os contratos vigentes na proporção de suas quantidades contratadas, e a relevância deste mecanismo no resultado final.

Como melhorias a serem implementadas na modelagem proposta, além daquelas supracitadas, há a incorporação da possibilidade de redução de quantidades contratadas motivadas pela migração de consumidores para o mercado livre. Como sugestão, este mecanismo pode ser incorporado através

da modelagem de opções de venda, com prêmio zero, da distribuidora contra os vendedores com quantidade limitada ao consumo do cliente que está deixando o mercado cativo.

Como resultado final deste trabalho, apresenta-se uma metodologia cujos resultados apresentados demonstraram a coerência esperada e o alinhamento necessário para aplicação em situações reais na gestão e obtenção da estratégia de comercialização ótima de empresas ou grupos de empresas que operam na indústria de energia elétrica brasileira.

## **Apêndice**

As tabelas 7.1 e 7.2 apresentam os dados detalhados dos contratos de compra de energia da distribuidora D1 e comercializadora C1, respectivamente. As informações contidas nestas tabelas são, nome do contrato, fonte, característica de flexibilidade (sazonalidade; limites de sazonalização e modulação), preços (valor, base, data de reajuste e indexadores) e demanda contratada.

Tabela 7.1 – Informações detalhadas dos contratos de compra de energia existentes da distribuidora D1

| Nome do Contrato                     | Dados Gerais                        | Jan           | Fev           | Mar                                | Abr                               | Mai     | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     |
|--------------------------------------|-------------------------------------|---------------|---------------|------------------------------------|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| IT-D1<br>IT - Itaipu<br>Pré Def.     | Sazon. Energia Contratada (% Total) | 8,429         | 7,854         | 8,421                              | 8,181                             | 8,478   | 8,220   | 8,494   | 8,494   | 8,220   | 8,494   | 8,220   | 8,494   |
|                                      | Demanda Contratada (MW)             | 418,396       | 418,396       | 418,396                            | 418,396                           | 418,396 | 418,396 | 418,396 | 418,396 | 418,396 | 418,396 | 418,396 | 418,396 |
|                                      | Preço                               | 17,8474       | US\$/kW       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data Base                           | Jan/A         | Mês/Ano       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Indexador                           | PPI           |               |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data de Reajuste                    | 01/Jan        | Dia/mês       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Flexibilidade                       | Sazonalização | Não Aplicável |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Modulação                           | Não Aplicável |               |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Nome do Contrato                     | Dados Gerais                        | Jan           | Fev           | Mar                                | Abr                               | Mai     | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     |
| CI-D1<br>CI - C. Ini.<br>Bilateral   | Sazon. energia contratada (% Total) | 8,399         | 7,144         | 8,630                              | 8,370                             | 8,070   | 7,730   | 7,880   | 8,660   | 8,400   | 9,360   | 8,767   | 8,590   |
|                                      | Limite superior de sazonalidade     | 0,35          | 0,35          | 0,35                               | 0,35                              | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    |
|                                      | Limite inferior de sazonalidade     | 0,35          | 0,35          | 0,35                               | 0,35                              | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    |
|                                      | Demanda Contratada (MW)             | 112,1         | 129,4         | 132,0                              | 163,9                             | 165,8   | 163,5   | 185,6   | 174,0   | 152,3   | 185,6   | 133,1   | 123,8   |
|                                      | Preço de energia                    | 65,00         | R\$/MWh       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Preço de Demanda                    | 5,00          | R\$/kW        |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data Base                           | Jan/A         | Mês/Ano       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Indexador                           | IGPM          |               |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data de Reajuste                    | 01/Abr        | Dia/mês       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Flexibilidade                       | Sazonalização | Não Aplicável |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Modulação                           | Não Aplicável |               |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Nome do Contrato                     | Dados Gerais                        | Jan           | Fev           | Mar                                | Abr                               | Mai     | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     |
| BIL 1 - D1<br>C - Comp.<br>Bilateral | Preço de energia                    | 100,00        | R\$/MWh       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data Base                           | Abr/A         | Mês/Ano       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Indexador                           | IGPM          |               |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data de Reajuste                    | 8/Abr         | Dia/mês       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Flexibilidade                       | Sazonalização | 80%           | 120%                               | % da quantidade anual em MW médio |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Modulação                           | 120%          | 150%          | % da quantidade mensal em MW médio |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Nome do Contrato                     | Dados Gerais                        | Jan           | Fev           | Mar                                | Abr                               | Mai     | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     |
| BIL 2 - D1<br>C - Comp.<br>Bilateral | Preço de energia                    | 40,77         | R\$/MWh       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data Base                           | Out/A         | Mês/Ano       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Indexador                           | IGPM          |               |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data de Reajuste                    | 1/jan         | Dia/mês       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Flexibilidade                       | Sazonalização | 80,00%        | 120,00%                            | % da quantidade anual em MW médio |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Modulação                           | 120,00%       | 150,00%       | % da quantidade mensal em MW médio |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Nome do Contrato                     | Dados Gerais                        | Jan           | Fev           | Mar                                | Abr                               | Mai     | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     |
| BIL 3 - D1<br>C - Comp.<br>Flexível  | Sazon. Energia Contratada (% Total) | 8,33          | 8,33          | 8,33                               | 8,33                              | 8,33    | 8,33    | 8,33    | 8,33    | 8,33    | 8,33    | 8,33    | 8,33    |
|                                      | Preço de energia                    | 50,00         | R\$/MWh       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data Base                           | mar/A         | Mês/Ano       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Indexador                           | IGPM          |               |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data de Reajuste                    | 1/jan         | Dia/mês       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Flexibilidade                       | Sazonalização | Não Aplicável | Não Aplicável                      | % da quantidade anual em MW médio |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Modulação                           | 100%          | 100%          | % da quantidade mensal em MW médio |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Nome do Contrato                     | Dados Gerais                        | Jan           | Fev           | Mar                                | Abr                               | Mai     | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     |
| BIL 4 - D1<br>C - Comp.<br>Bilateral | Preço de energia                    | 90,00         | R\$/MWh       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data Base                           | Jan/A         | Mês/Ano       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Indexador                           | IGPM          |               |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data de Reajuste                    | 1/jan         | Dia/mês       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Flexibilidade                       | Sazonalização | 85,0%         | 115,0%                             | % da quantidade anual em MW médio |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Modulação                           | 50,0%         | 150,0%        | % da quantidade mensal em MW médio |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Nome do Contrato                     | Dados Gerais                        | Jan           | Fev           | Mar                                | Abr                               | Mai     | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     |
| FAL 1 - D1<br>C - Comp.<br>Opção     | Preço de energia                    | 30,00         | R\$/MWh       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data Base                           | Set/A         | Mês/Ano       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Indexador                           | IGPM          |               |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Data de Reajuste                    | 1/Jan         | Dia/mês       |                                    |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Flexibilidade                       | Sazonalização | 85,0%         | 115,0%                             | % da quantidade anual em MW médio |         |         |         |         |         |         |         |         |
|                                      | Modulação                           | 50,0%         | 150,0%        | % da quantidade mensal em MW médio |                                   |         |         |         |         |         |         |         |         |

Tabela 7.2 – Informações detalhadas dos contratos de compra de energia existentes da comercializadora C1

| Nome do Contrato                               | Dados Gerais                        | Jan     | Fev     | Mar     | Abr     | Mai                                | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     |
|------------------------------------------------|-------------------------------------|---------|---------|---------|---------|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| <b>BIL 1 - C1</b><br>IT - Itaipu<br>Pré Def.   | Sazon. Energia Contratada (% Total) | 8,429   | 7,854   | 8,421   | 8,181   | 8,478                              | 8,220   | 8,494   | 8,494   | 8,220   | 8,494   | 8,220   | 8,494   |
|                                                | Demanda Contratada (MW)             | 418,396 | 418,396 | 418,396 | 418,396 | 418,396                            | 418,396 | 418,396 | 418,396 | 418,396 | 418,396 | 418,396 | 418,396 |
|                                                | Preço                               | 17,8474 |         | US\$/kW |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Data Base                           | Jan/A   |         | Mês/Ano |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Indexador                           | PPI     |         |         |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Data de Reajuste                    | 01/Jan  |         | Dia/mês |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Flexibilidade Sazonalização         | NA      |         |         |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Modulação                           | NA      |         |         |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
| Nome do Contrato                               | Dados Gerais                        | Jan     | Fev     | Mar     | Abr     | Mai                                | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     |
| <b>BIL 2 - C1</b><br>CI - C. Ini.<br>Bilateral | Sazon. energia contratada (% Total) | 8,399   | 7,144   | 8,630   | 8,370   | 8,070                              | 7,730   | 7,880   | 8,660   | 8,400   | 9,360   | 8,767   | 8,590   |
|                                                | Limite superior de sazonalidade     | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35                               | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    |
|                                                | Limite inferior de sazonalidade     | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35                               | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    | 0,35    |
|                                                | Demanda Contratada (MW)             | 112,1   | 129,4   | 132,0   | 163,9   | 165,8                              | 163,5   | 185,6   | 174,0   | 152,3   | 185,6   | 133,1   | 123,8   |
|                                                | Preço de energia                    | 65,00   |         | R\$/MWh |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Preço de Demanda                    | 5,00    |         | R\$/kW  |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Data Base                           | Jan/A   |         | Mês/Ano |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Indexador                           | IGPM    |         |         |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Data de Reajuste                    | 01/Abr  |         | Dia/mês |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Flexibilidade Sazonalização         | NA      |         |         |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Modulação                           | NA      |         |         |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
| Nome do Contrato                               | Dados Gerais                        | Jan     | Fev     | Mar     | Abr     | Mai                                | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     |
| <b>FAL 1 -C1</b><br>C - Comp.<br>Bilateral     | Preço de energia                    | 40,77   |         | R\$/MWh |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Data Base                           | Out/A   |         | Mês/Ano |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Indexador                           | IGPM    |         |         |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Data de Reajuste                    | 1/jan   |         | Dia/mês |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Flexibilidade Sazonalização         | 80,00%  |         | 120,00% |         | % da quantidade anual em MW médio  |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Modulação                           | 120,00% |         | 150,00% |         | % da quantidade mensal em MW médio |         |         |         |         |         |         |         |
| Nome do Contrato                               | Dados Gerais                        | Jan     | Fev     | Mar     | Abr     | Mai                                | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     |
| <b>OPC 1 - C1</b><br>C - Comp.<br>Bilateral    | Sazon. Energia Contratada (% Total) | 8,33    | 8,33    | 8,33    | 8,33    | 8,33                               | 8,33    | 8,33    | 8,33    | 8,33    | 8,33    | 8,33    | 8,33    |
|                                                | Preço de energia                    | 50,00   |         | R\$/MWh |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Data Base                           | mar/A   |         | Mês/Ano |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Indexador                           | IGPM    |         |         |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Data de Reajuste                    | 1/jan   |         | Dia/mês |         |                                    |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Flexibilidade Sazonalização         | NA      |         | NA      |         | % da quantidade anual em MW médio  |         |         |         |         |         |         |         |
|                                                | Modulação                           | 100%    |         | 100%    |         | % da quantidade mensal em MW médio |         |         |         |         |         |         |         |

## Referências Bibliográficas

- [1] BRASIL. Medida Provisória 144 - de 10 de dezembro de 2003. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n°s 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.
- [2] OLIVEIRA, A.. Reforma do Setor Elétrico. Que Podemos Aprender Com A Experiência Alheia?. 1997.
- [3] BICALHO, R. G. A evolução da indústria elétrica. Texto didático preparado para o Curso Economia e Gestão em Energia. IE/COPPEAD/UFRJ. 2005.
- [4] BICALHO, R. G. A evolução da indústria elétrica no Brasil. Texto didático. Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Abril de 2006.
- [5] OLIVEIRA, A..The political economy of the brazilian power industry reform. 2003
- [6] BRASIL. Lei n° 8.631 – de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.
- [7] BRASIL. Lei n° 9.648 – de 27 de maio de 1998. Autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.
- [8] ANEEL, Resolução n° 245, de 31 de julho de 1998
- [9] ANEEL, Resolução n° 67, de 8 de junho de 2004
- [10] ANEEL, Resolução n° 234, de 31 de outubro de 2006
- [11] ANEEL, Resolução n° 266 de 13 de agosto de 1998
- [12] MME, Portaria 150 de 10 de maio de 1999
- [13] SAUER, I. L.. O racionamento de energia elétrica decretado em 2001: Estudo das causas e responsabilidades e análise das irregularidades e dos indícios de improbidade na compra de energia emergencial e nas compensações às concessionárias, PIPGE – USP, 2002
- [14] BRASIL. Lei n° 10.438 – de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de

- Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.
- [15]BRASIL. Decreto nº 4562 – de 31 de dezembro de 2002. Estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e dá outras providências.
- [16]BRASIL. Lei nº 10.848– de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica
- [17]MME, Modelo Institucional do Setor Elétrico, 2003
- [18]Regras de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE Disponível em: <  
<http://www.ccee.org.br>>
- [19]BRASIL.Lei 8.987, – de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175º da Constituição Federal, e dá outras providências.
- [20]BRASIL. Decreto 2.335 - de 06 de outubro de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências,
- [21]COSTA, M. D’A.(2004) , Os Contratos Existentes e o Papel dos Órgãos Reguladores, 5º Encontro de negócios de energia, São Paulo,
- [22]CLAESSENS, S, Risk Management in Developing Countries – The World Bank Washington, DC, Managing Energy Price Risk – Risk Publications
- [23]ANEEL, Resolução nº 162 de 20 de abril de 2001
- [24]BRASIL. Lei nº 10.433 - de 24 de Abril de 2002. Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências.
- [25]ANEEL, Resolução nº 278 de 19 de julho de 2000
- [26]ANEEL, Resolução nº 247 de 21 de dezembro de 2006
- [27]BRASIL. Decreto nº 5.163 – de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências
- [28]BRASIL. Decreto nº 5597 – de 29 de novembro de 2005. Regulamenta o acesso de consumidores livres às redes de transmissão de energia elétrica e dá outras providências.
- [29]BRASIL. Decreto nº 5.911 – de 27 de setembro de 2006. Estabelece procedimentos para prorrogação das concessões de uso do bem público dos empreendimentos de geração de energia elétrica de que trata o art. 17º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e dá outras providências.

- [30]BRASIL. Lei nº 9074 – de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.
- [31]BRASIL. Lei nº 9427 – de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.
- [32]BRASIL. Lei nº 5899 – de 5 de julho de 1973. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências.
- [33]ANEEL, Resolução nº 178 de 28 de novembro de 2005.
- [34]MME, Portaria 303 de 18 de novembro de 2004
- [35]ANEEL, Resolução nº 218 de 11 de abril de 2006
- [36]ANEEL, Resolução nº 91 de 27 de fevereiro de 2003.
- [37]ANEEL, Resolução nº 352 de 22 de julho de 2003.
- [38]ANEEL, Resolução nº 167 de 10 de outubro de 2005.
- [39]ANEEL, Resolução nº 228 de 25 de julho de 2006.
- [40]A. Resende, M.V.Pereira, J.Rosenblatt, R.Kelman, L.A.Barroso e E.Faria, “Estratégia de Contratação das Distribuidoras Sob Incerteza de Demanda em Leilões de Energia”, XVIII SNPTEE, Curitiba, 2005.
- [41]LINDO SYSTEMS INC., Chicago. LINGO - The modeling language and optimizer: User’s Guide. Chicago, 2003, 513p.
- [42]LINDO SYSTEMS INC., Chicago. Optimization Modeling with LINGO. Chicago, 2003, 561p.