



Laura Keiko Gunn

**Modelo de portfólio para comercialização de energia  
elétrica proveniente de novos empreendimentos:  
otimização simultânea de benefício e risco**

100/2012

CAMPINAS  
2012



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

Laura Keiko Gunn

**Modelo de portfólio para comercialização de  
energia elétrica proveniente de novos  
empreendimentos:  
otimização simultânea de benefício e risco**

Tese de doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Doutora em Planejamento de Sistemas Energéticos.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA TESE DEFENDIDA PELA ALUNA LAURA KEIKO GUNN E ORIENTADA PELO PROF. DR PAULO DE BARROS CORREIA

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Paulo Barros Correia", written over a dotted line.

ASSINATURA DO ORIENTADOR

**Prof. Dr. Paulo Barros Correia**  
Matricula 220868  
FEM / UNICAMP

CAMPINAS, 2012

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

|       |  |
|-------|--|
| G956m | <p>Gunn, Laura Keiko</p> <p>Modelo de portfólio para comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos: otimização simultânea de benefício e risco / Laura Keiko Gunn.<br/>--Campinas, SP: [s.n.], 2012.</p> <p>Orientador: Paulo de Barros Correia.<br/>Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.</p> <p>1. Energia elétrica. 2. Portfólios. 3. Energia - Comércio. 4. Energia - Regulamentação. 5. Energia elétrica - Comercialização. I. Correia, Paulo de Barros, 1954-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.</p> |
|-------|--|

Título em Inglês: Model portfolio for sale of power from new projects:  
simultaneous optimization of benefit and risk

Palavras-chave em Inglês: Power electric, Portfolio, Energy -  
Commerce, Energy - Regulation, Electric  
power - Marketing

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Doutora em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Sérgio Valdir Bajay, Paulo Sérgio Franco Barbosa,  
Francisco Anuatti Neto, Virgínia Parente

Data da defesa: 20-07-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

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

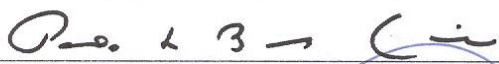
TESE DE DOUTORADO

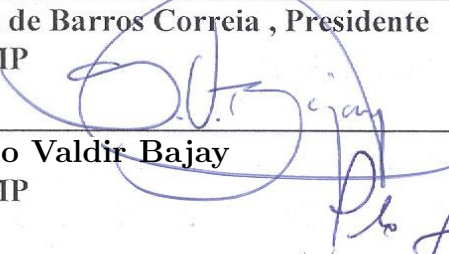
**Modelo de portfólio para comercialização de energia elétrica  
proveniente de novos empreendimentos:  
otimização simultânea de benefício e risco**

Autor: Laura Keiko Gunn


Orientador: Paulo de Barros Correia

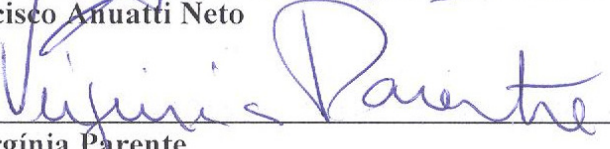
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Paulo de Barros Correia, Presidente  
FEM-UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay  
FEM-UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa  
FEEC-UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto  
FEA-RP-USP

  
\_\_\_\_\_  
Profa. Dra. Virgínia Parente  
IEE-USP

Campinas, 20 de julho de 2012

A minha mãe

*Toshi (in memoriam)*

## Agradecimentos

Escrever uma tese faz parte de um processo solitário, mas obtive inúmeras contribuições de várias pessoas e instituições. Agradeço muito ao meu orientador e grande amigo, Paulo de Barros Correia, por acreditar que eu conseguiria, por me incentivar a estudar esse tema tão desafiador, por me transmitir seus conhecimentos sobre o mercado de energia, mas principalmente por todos os seus ensinamentos sobre a vida. Aos meus familiares que sempre me deram amor e força: Toshi, Dona Keiko, Sr.Dito, Lisa, Marcelo, Gabriel, Lian, Telma, Amanda, Rute, Rogério, Lia, Xavier, Raquel, Sizue, Raimundo, Vera, Iochio, Iná, Helena, Guinga, Karen Gunn, Karen Killen, Philip, Hugh e todos os outros. Agradeço imensamente ao meu pai, Philip Gunn, pelo exemplo de dedicação à pesquisa. A todos os professores do programa de Planejamento Energético da FEM pela minha formação acadêmica. À Unicamp, pela qualidade de ensino, incentivo a pesquisa e excelente infra-estrutura. Estendo meus agradecimentos aos funcionários da Unicamp e aos meus colegas de sala, em especial: Glauber, Elisa, Jessica, Bruna e Natália. A Universidade de Engenharia do Porto e ao professor João Saraiva, que me acolheram durante um período de estágio doutoral, que muito colaborou para a minha pesquisa e para o meu entendimento sobre o mercado ibérico de energia elétrica. Também agradeço aos grandes companheiros que tive em Portugal: Diego e Mari. Aos grandes amigos que fiz em Campinas, nas salas de aulas, repúblicas e trilhas de bike: Maiana, Vivi, Fabi, Filipe, Davi, André, Montoia, Frazão, Daniel, Pedro, Henry e Mauro. Meus sinceros agradecimentos pelas valiosas revisões e sugestões aos membros que fizeram parte da minha banca de qualificação e defesa: Sérgio Bajay, Paulo Barbosa, Virgínia Parente, Francisco Anuatti, Joaquim Seabra, Fernando Munhoz, Ieda Hidalgo e Marcelo Cunha. Tão importante quanto, agradeço aos que me deram a oportunidade de atuar no mercado de comercialização de energia e me transmitiram conhecimentos práticos, foram eles: Gustavo Machado, André Bonaldo, Gustavo Coelho, Paulo Cunha, Adriano Macedo, Viviane Bastos e João Teles. A Capes e ao Programa Erasmus Mundus (EBW Project) pelo apoio e financiamento concedidos. Enfim, a todos que colaboraram direta ou indiretamente para a concretização de um sonho.

## Resumo

Gunn, L. K. (2012). *Modelo de portfólio para comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos: otimização simultânea de benefício e risco* Tese de doutorado, Unicamp, Campinas - Brasil.

Otimização de portfólio é uma técnica largamente utilizada para seleção de investimentos na área econômico-financeira. No setor elétrico brasileiro o modelo de portfólio deve não só considerar diferentes tipos de contratos utilizados no mercado livre e no mercado regulado, mas também diferentes tipos de mercados: o mercado livre, o mercado cativo e o mercado *spot*. Neste trabalho a questão é saber qual a proporção de energia deve ser comercializada em cada contrato. Uma problemática na geração de energia através de fontes alternativas decorre do fato de sua geração ser bastante sazonal, dada a natureza destas fontes, pois dependem de fatores tais como período de safra, regime de ventos e condições pluviométricas, que tornam a previsão do fluxo de caixa do investimento bastante incerto e passível de ressarcimentos e penalidades contratuais. Neste contexto, o risco de contratação que este tipo de empreendimento apresenta além de estar diretamente relacionado às flutuações do preço da energia, também é bastante percebido nas condições contratuais de que tratam questões de ressarcimento no caso da não entrega da energia. São analisados três projetos de fonte incentivada de energia através do modelo de Markowitz: usina de biomassa, usina eólica e pequena central hidrelétrica. Tanto as incertezas associadas à oferta de energia quanto aquelas decorrentes das regras de mercado são avaliadas por simulações que determinam os benefícios esperados e os coeficientes de correlação das alternativas de contratação. A informação resultante desta simulação alimenta o modelo de Markowitz. Primeiramente a formulação do problema é feita para construir um portfólio ótimo para novos empreendimentos tratados isoladamente. Posteriormente, é realizada expansão desta formulação para considerar diversos novos empreendimentos em conjunto.

**Palavras-chave:** *energia elétrica, contratos, leilões, retorno, risco, portfólio, comercialização, Markowitz, regras*

# Abstract

Gunn, L. K. (2012). *Model portfolio for sale of power from new projects: simultaneous optimization of benefit and risk* PhD Thesis, Unicamp, Campinas - Brasil.

Portfolio optimization is a technique widely used for selecting investments in economics and finance and it is being applied increasingly in procurement of electricity. In the Brazilian electric sector, a model of portfolios should not only consider the different types of contracts used in the free market and regulated market, but also different types of markets: the free market, the captive market and spot market. The focus of this thesis is to establish what proportion of energy should be allocated to each contract. One issue inherent in power generation through alternative sources stems from the fact that its generation is quite seasonal, given the nature of these sources. Because they depend on factors such as harvest period, winds and rainfall conditions, the prediction of cash flow of the investment is rather uncertain and subject to contractual penalties and reimbursements. In this context, the risk in contracting that this type of enterprise has in addition to being directly related to fluctuations in energy prices, is also associated with very specific contractual rules that apply to compensation in case of non-delivery of energy. We reviewed three projects that utilize alternative energy sources and used the Markowitz model to analyze them: biomass plant, wind farm and small hydro. The uncertainties associated with both the energy supply and market rules are evaluated by simulations that determine the expected benefits and the respective correlation coefficients. The information resulting from this simulation feeds the Markowitz model. The first problem formulation is developed treating the three as new separate ventures. Following the first, the expansion of this formulation is performed for considering the same three as combined ventures.

**Key Words:** *electricity, contracts, auctions, return, risk, portfolio, Markowitz, rules*



# Sumário

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introdução</b>                            | <b>1</b>  |
| 1.1      | Literatura especializada . . . . .           | 2         |
| 1.2      | Motivação . . . . .                          | 5         |
| 1.3      | Contribuição . . . . .                       | 6         |
| 1.4      | Estrutura do trabalho . . . . .              | 7         |
| <b>2</b> | <b>Mercado de eletricidade no Brasil</b>     | <b>9</b>  |
| 2.1      | Aspectos gerais . . . . .                    | 9         |
| 2.2      | Setor elétrico brasileiro . . . . .          | 13        |
| 2.2.1    | Sistema elétrico brasileiro . . . . .        | 13        |
| 2.2.2    | Matriz energética . . . . .                  | 14        |
| 2.2.3    | Estrutura da indústria . . . . .             | 14        |
| 2.3      | Ambientes de contratação . . . . .           | 16        |
| 2.3.1    | Ambiente de contratação regulada . . . . .   | 17        |
| 2.3.2    | Ambiente de contratação livre . . . . .      | 18        |
| 2.3.3    | Mercado spot . . . . .                       | 18        |
| 2.4      | Mecanismos de formação de preços . . . . .   | 19        |
| 2.4.1    | Preço <i>spot</i> . . . . .                  | 19        |
| 2.4.2    | Preço no mercado livre . . . . .             | 23        |
| 2.4.3    | Preço no mercado regulado . . . . .          | 26        |
| 2.5      | Regras gerais de comercialização . . . . .   | 27        |
| 2.5.1    | Garantia física . . . . .                    | 27        |
| 2.5.2    | Balanço e lastro . . . . .                   | 30        |
| 2.5.3    | Mecanismo de realocação de energia . . . . . | 32        |
| <b>3</b> | <b>Contratos de energia elétrica</b>         | <b>34</b> |
| 3.1      | Contratos no mercado livre . . . . .         | 34        |
| 3.1.1    | Contrato a termo . . . . .                   | 34        |
| 3.1.2    | Contrato de opções . . . . .                 | 36        |
| 3.2      | Contrato de energia de reserva . . . . .     | 38        |
| 3.3      | Contratos no ambiente regulado . . . . .     | 39        |
| 3.3.1    | Tipos de contrato . . . . .                  | 39        |
| 3.3.2    | Tipos de leilões . . . . .                   | 40        |

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| 3.3.3    | Comentários . . . . .  | 41        |
| <b>4</b> | <b>Portfólio de contratos de energia elétrica</b>                      | <b>42</b> |
| 4.1      | Fluxo de caixa determinístico . . . . .                                | 42        |
| 4.1.1    | Valor presente líquido . . . . .                                       | 43        |
| 4.1.2    | Taxa interna de retorno . . . . .                                      | 43        |
| 4.1.3    | Período de retorno ( <i>payback</i> ) . . . . .                        | 44        |
| 4.2      | Fluxo de caixa aleatório . . . . .                                     | 44        |
| 4.2.1    | Volatilidade . . . . .   | 45        |
| 4.2.2    | Arrependimento MiniMax . . . . .                                       | 46        |
| 4.2.3    | Valor ao risco: VaR . . . . .  | 46        |
| 4.2.4    | Valor ao risco condicional . . . . .                                   | 47        |
| 4.3      | Teoria do portfólio . . . . .  | 48        |
| 4.3.1    | Modelo original de Markowitz . . . . .                                 | 48        |
| 4.3.2    | Maximização do benefício parametrizado no risco . . . . .              | 49        |
| 4.3.3    | Minimização do risco parametrizado no benefício . . . . .              | 50        |
| <b>5</b> | <b>Modelo de portfólio</b>   | <b>51</b> |
| 5.1      | Simulação de contratos no mercado livre . . . . .                      | 53        |
| 5.1.1    | Contrato a termo para usinas de biomassa e eólicas . . . . .           | 53        |
| 5.1.2    | Contrato a termo para PCH . . . . .                                    | 54        |
| 5.1.3    | Contrato de opção de venda para usinas de biomassa e eólicas . . . . . | 56        |
| 5.1.4    | Contrato de opção de venda para PCH . . . . .                          | 58        |
| 5.2      | Simulação de contratos de energia de reserva . . . . .                 | 60        |
| 5.2.1    | Contrato de energia de reserva (CER) para biomassa . . . . .           | 60        |
| 5.2.2    | Contrato de energia de reserva (CER) para eólicas . . . . .            | 62        |
| 5.2.3    | Contrato de energia de reserva (CER) para PCH . . . . .                | 65        |
| 5.3      | Simulação de contratos no mercado regulado . . . . .                   | 67        |
| 5.3.1    | Contrato de energia nova (CCEAR) para biomassa . . . . .               | 67        |
| 5.3.2    | Contrato de energia nova (CCEAR) para eólica . . . . .                 | 69        |
| 5.3.3    | Contrato de energia nova (CCEAR) para PCH . . . . .                    | 70        |
| 5.4      | Portfólio para novos empreendimentos . . . . .                         | 72        |
| 5.4.1    | Portfólio de contratos: um novo empreendimento . . . . .               | 73        |
| 5.4.2    | Portfólio de contratos: $n$ novos empreendimentos . . . . .            | 74        |
| <b>6</b> | <b>Estudo de casos</b>   | <b>76</b> |
| 6.1      | Portfólio: único empreendimento . . . . .                              | 76        |
| 6.1.1    | Termelétrica a biomassa . . . . .                                      | 79        |
| 6.1.2    | Parque de geração eólico . . . . .                                     | 79        |
| 6.1.3    | Pequena central hidrelétrica . . . . .                                 | 82        |
| 6.2      | Portfólio de vários empreendimentos . . . . .                          | 83        |
| <b>7</b> | <b>Conclusões</b>  | <b>85</b> |

# Lista de Figuras

|      |  |    |
|------|--|----|
| 2.1  | Modelo desagregado do setor elétrico . . . . .                                   | 11 |
| 2.2  | Mapa do sistema interligado . . . . .  | 13 |
| 2.3  | Matriz de energia elétrica no Brasil . . . . .                                   | 14 |
| 2.4  | Mercado brasileiro de energia elétrica . . . . .                                 | 17 |
| 2.5  | Contabilização de energia na CCEE . . . . .                                      | 19 |
| 2.6  | Período de estudo Newave . . . . .   | 22 |
| 2.7  | Histórico do PLD . . . . .   | 23 |
| 2.8  | PLD médio do SE nos últimos anos . . . . .                                       | 24 |
| 2.9  | Balanço de energia mensal da usina . . . . .                                     | 31 |
| 2.10 | Modelagem de usinas . . . . .  | 32 |
| 2.11 | Mecanismo de realocação de energia . . . . .                                     | 33 |
|      |  |    |
| 3.1  | Contrato a termo . . . . .   | 35 |
| 3.2  | Contrato a termo flexível . . . . .  | 35 |
| 3.3  | Energia de reserva . . . . .   | 38 |
|      |  |    |
| 4.1  | Fluxo de caixa determinístico . . . . .  | 43 |
| 4.2  | Fluxo de caixa aleatório . . . . .   | 45 |
| 4.3  | <i>Value at Risk</i> . . . . .   | 47 |
| 4.4  | <i>Conditional Value at Risk</i> . . . . .                                       | 48 |
| 4.5  | Mínimo risco $\rho$ parametrizado no benefício $B$ . . . . .                     | 50 |
|      |  |    |
| 5.1  | Simulação do benefício e do risco de contratos de energia . . . . .              | 52 |
| 5.2  | Período de entrega contratual LER: Biomassa . . . . .                            | 60 |
| 5.3  | Conta de Energia . . . . .   | 63 |
| 5.4  | Ressarcimento LEN Biomassa . . . . .   | 68 |
| 5.5  | Oportunidades de contratação para energia de um novo empreendimento . . . . .    | 73 |
| 5.6  | Oportunidades de contratação para energia de $n$ novos empreendimentos . . . . . | 74 |
|      |  |    |
| 6.1  | Curva de geração e energia contratada da usina de biomassa . . . . .             | 77 |
| 6.2  | Curva de geração e energia contratada da PCH . . . . .                           | 77 |
| 6.3  | Curva de geração e energia contratada da usina Eólica . . . . .                  | 78 |
| 6.4  | Fronteira eficiente para a termelétrica a biomassa . . . . .                     | 81 |
| 6.5  | Fronteira eficiente para o parque eólico . . . . .                               | 81 |
| 6.6  | Fronteira eficiente para a Pequena Central Hidrelétrica . . . . .                | 83 |

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 6.7 | Fronteira eficiente para vários empreendimentos . . . . . | 84 |
|-----|---|----|

## Lista de Tabelas

|      |   |    |
|------|---|----|
| 6.1  | Dados de entrada: novo empreendimento . . . . .                                   | 77 |
| 6.2  | Dados de entrada: hipóteses de mercado . . . . .                                  | 78 |
| 6.3  | Correlação $\rho_{ij}$ e benefício médio $B_i$ : Biomassa . . . . .               | 79 |
| 6.4  | Fronteira eficiente: biomassa . . . . .   | 80 |
| 6.5  | Correlação $\rho_{ij}$ e benefício médio $B_i$ : eólica . . . . .                 | 80 |
| 6.6  | Fronteira eficiente: eólica . . . . .   | 81 |
| 6.7  | Correlação $\rho_{ij}$ e benefício médio $B_i$ : PCH . . . . .                    | 82 |
| 6.8  | Fronteira eficiente: PCH . . . . .  | 82 |
| 6.9  | Correlação $\rho_{ij}$ e benefício médio $B_i$ : Vários empreendimentos . . . . . | 83 |
| 6.10 | Fronteira eficiente: Vários empreendimentos . . . . .                             | 84 |

# Lista de variáveis

|                       |   |
|-----------------------|---|
| $B^*$                 | Benefício médio do portfólio                                  |
| $B_m$                 | Benefício do mercado $m$                                      |
| $CC$                  | Cobertura contratual  |
| $D_{GF}$              | Desvio de garantia física                                     |
| $D_m^y$               | Desvio (sobra ou déficit) no mercado $m$ e mês $y$            |
| $DG^y$                | Déficit de garantia física no mês $y$                         |
| $\bar{EG}$            | Média de geração  |
| $E_m$                 | Energia contratada no mercado $m$                             |
| $E_m^y$               | Energia contratada por mês no mercado $m$                     |
| $EB^y$                | Energia comprada no mês $y$                                   |
| $EG^y$                | Energia gerada no mês $y$                                     |
| $\bar{EG}^Q$          | Média de geração no quadriênio $Q$                            |
| $\overline{EG}^{Q-1}$ | Média de geração do quadriênio anterior                       |
| $EL^y$                | Carga própria no mês $y$                                      |
| $F_{min}$             | Faixa de tolerância mínima                                    |
| $F_{max}$             | Faixa de tolerância máxima                                    |
| $FP$                  | Fator de perdas   |
| $\mathcal{G}$         | Conjunto de novos empreendimentos $\mathcal{G} = \{B, E, P\}$ |
| $G$                   | Garantia física do projeto                                    |
| $GL$                  | Garantia física livre   |
| $GL_{rev}$            | Garantia física livre revisada                                |
| $IND$                 | Fator de indisponibilidade                                    |
| $ID^y$                | Índice de disponibilidade da usina no mês                     |
| $ID_{ref}^y$          | Índice de referência de disponibilidade no mês                |
| $k$                   | Índice para o ano   |
| $L$                   | Nível de insuficiência de lastro                              |
| $m$                   | Índice para o mercado   |
| $\mathcal{M}$         | Conjunto de mercados: $\mathcal{M} = \{R, A, F, O\}$          |
| $\mathcal{M}_1$       | Subconjunto de mercados: $\mathcal{M}_1 = \{F, O\}$           |
| $M_{inc}$             | Ressarcimento incremental                                     |
| $M_m^y$               | Penalidade do mercado $m$ no mês $y$                          |
| $MG$                  | Penalidade por déficit de garantia física                     |
| $n$                   | Número de meses, um múltiplo de doze                          |

|                       |  |
|-----------------------|--|
| $OP$                  | Prêmio de opção de venda   |
| $OX$                  | Preço de exercício da opção de venda                             |
| $P_m$                 | Preço de energia no mercado $m$                                  |
| $PL$                  | Penalidade por insuficiência de lastro                           |
| $PS^{12}$             | Preço <i>spot</i> de dezembro                                    |
| $\overline{PS}^{-12}$ | Preço spot médio dos últimos doze meses                          |
| $\overline{PS}^k$     | Preço spot médio do ano $k$                                      |
| $PS^y$                | Preço <i>spot</i> no mês $y$                                     |
| $PT^y$                | Preço do mercado de curto prazo no mês $y$                       |
| $Q$                   | Índice para o quadriênio   |
| $R_{inc}$             | Receita incremental  |
| $RF$                  | Receita fixa   |
| $RL$                  | Resultado da liquidação  |
| $RV$                  | Receita variável   |
| $SCE$                 | Saldo da conta de energia  |
| $SCE_{pos}$           | Saldo da conta de energia positivo                               |
| $SCE_{neg}$           | Saldo da conta de energia negativo                               |
| $SI^k$                | Saldo inicial da conta de energia no ano                         |
| $SA_{k,y}$            | Saldo acumulado no mês $y$ do ano $k$                            |
| $Sp_F$                | <i>Spread</i> do contrato a termo                                |
| $Sp^y$                | <i>Spread</i> do mercado de curto prazo no mês $y$ .             |
| $TEO$                 | Tarifa de otimização energética                                  |
| $VR$                  | Valor de referência  |
| $y$                   | Índice para o mês  |
| $y_{-12}$             | Últimos doze meses   |
| $\delta_k$            | limites máximos anuais a serem observados para o saldo acumulado |
| $\rho^*$              | Coefficiente de correlação do portfólio                          |
| $\rho_{ij}$           | Coefficiente de correlação entre o mercado $i$ e $j$             |

# Capítulo 1

## Introdução

O setor elétrico tem sido objeto de várias reformas em todo o mundo ao longo das últimas décadas. No Brasil ele foi implantado inicialmente através de empresas privadas detentoras de concessões. Depois se consolidou e ampliou com empresas públicas, também concessionárias. E atualmente possui uma estrutura que apresenta a geração dominada por empresas públicas, a distribuição e a comercialização dominadas por empresas privadas e a transmissão partilhada em termos equivalentes entre empresas públicas e privadas.

Seguindo a tendência recente, as atividades do setor foram desverticalizadas no que diz respeito a geração, comercialização, transmissão e distribuição, sendo as duas primeiras tratadas como atividades competitivas, e as duas últimas como monopólio natural regulado. Outra característica marcante do setor elétrico brasileiro é o tratamento diferenciado concedido às diversas tecnologias de geração: hidrelétrica de grande porte, pequenas centrais hidrelétricas, termelétrica convencional, termelétrica a biomassa, eólica e fotovoltaica. Este tratamento diferenciado tem sido manifesto em uma série de regras específicas de contratação de energia elétrica e também na organização de leilões de novos empreendimentos de geração segmentados por tecnologia. Esta profusão de regras (externalidades) cria assimetrias na remuneração do investimento que frequentemente são difíceis de serem avaliadas de forma global. Tratando-se mais frequentemente de dificuldades a serem compreendidas, elas podem ser convertidas em oportunidades se examinadas convenientemente.

Contudo, estas últimas décadas têm sido marcadas pela expansão do uso de ferramentas analíticas no auxílio à tomada de decisão. Um aspecto desafiador é colocado pela conveniência de se abandonar métodos determinísticos, centrados quase que exclusivamente em medidas de retorno, por técnicas probabilísticas que, além do retorno esperado, também agregam avaliações de risco (Luenberger, 1998). Apesar deste arsenal analítico vir sendo aplicado exaustivamente no mercado financeiro, não tem sido trivial sua transposição para



o mercado de energia elétrica. Em grande parte estas dificuldades decorrem do fato de o escoamento de potência em redes elétricas não refletir exatamente as relações bilaterais dos contratos de energia elétrica. No caso brasileiro esta dificuldade é ampliada pela necessidade de coordenação da cascata hidráulica, cuja importância pode ser avaliada por seu peso relativo na oferta de energia primária.

O principal propósito deste trabalho é construir um modelo de auxílio a decisão que concilie estes dois aspectos do problema: riscos analíticos com o uso de técnicas modernas e aderência às regras vigentes do mercado de energia elétrica brasileiro.

## 1.1 Literatura especializada

A base da teoria de portfólio, também conhecida como método de média-variância e que tem Markowitz (1952) como um dos seus fundadores, é que os investidores podem reduzir seus riscos através da diversificação de ativos. Markowitz (1952), com o trabalho *Portfolio Selection*, determinou a fronteira eficiente de ativos de risco. De acordo com sua teoria, os investidores podem determinar as carteiras eficientes, no sentido de minimizar risco e maximizar retorno, e formar a fronteira eficiente. A fronteira eficiente pode ser descrita como o melhor conjunto possível de carteiras. Isto é, as carteiras têm o mínimo nível de risco para dado nível de retorno. Os investidores se concentrariam na seleção de uma melhor carteira na fronteira eficiente e ignorariam as demais, uma vez que estas outras podem ser consideradas dominadas.

Na área energética a teoria de portfólio foi bastante utilizada para auxiliar na escolha de um portfólio ótimo de geração de um país em regime regulado, considerando a flutuação dos preços dos combustíveis e assim maximizar o bem-estar social e minimizar o custo total de geração. Dois dos precursores a utilizar essa abordagem neste tipo de problemática foram Bar-Lev e Katz (1976), que estudaram a indústria elétrica americana. Em seu trabalho eles analisaram a política de diversificação de combustíveis quando os combustíveis fósseis, além de se tornarem escassos, tiveram um rápido crescimento de preços impactando fortemente o setor. Yu (2003) apresenta um modelo de risco de mercado de curto prazo, baseado na teoria de portfólio, em que a matriz de covariância reflete diferentes desenvolvimentos para o preço de combustíveis por meio de mercados elétricos regionais. Yu (2003) inclui os custos de transação e outras variáveis, tais como quantidades mínimas que podem ser negociadas como limite. Krey e Zweifel (2006) utilizam a teoria de portfólio para determinar o *mix* de tecnologias para geração de eletricidade na Suíça e nos EUA.

No trabalho de Roques et al. (2008), a teoria de portfólio foi utilizada em mercados

liberalizados. Em vez de se considerar o portfólio ótimo de um país, aqui foi considerado o portfólio ótimo de uma empresa de geração. Eles utilizam simulações de Monte Carlo para calcular retornos de investimentos em usinas de gás, carvão e nuclear como entrada na otimização de portfólio e assim identificar o portfólio ótimo da geração de energia de grandes geradores de eletricidade em mercados liberalizados. O interessante neste trabalho foi também questionar se mercados liberalizados de eletricidade encorajam investimentos com uma diversificação adequada de um *mix* de tecnologias.

A teoria de portfólio também é encontrada em trabalhos sobre mercados competitivos de eletricidade, nos quais invés de encontrar o portfólio ótimo de geração (fontes energéticas), as empresas de geração administram os seus riscos de negociação por meio da diversificação de seus investimentos. Isto é feito, como exemplo, negociando parte de sua energia no mercado *spot* e outra parte do mercado de contratos. A questão é decidir qual a proporção que deve ser negociada em cada mercado com o intuito de maximizar o lucro da empresa e minimizar os riscos associados. Com base na teoria de portfólio, o trabalho de Liu e Wu (2006) propõe uma abordagem de otimização sequencial para a alocação de energia entre os mercados *spot* e de contrato, tendo em consideração os riscos de preço da eletricidade, taxa de congestionamento e preço do combustível. Posteriormente, Liu e Wu (2008) propuseram um modelo de fator único para estimar a correlação de matrizes e com isso conseguem uma grande redução do processamento de dados, se comparado ao método geral estatístico.

Feng et al. (2007) também procuram alocar a energia entre os mercados *spot* e de contratos utilizando a teoria de portfólio. Dados reais do mercado foram utilizados em um estudo numérico para testar o modelo proposto. Os resultados mostram que a diversificação de ativos apresentam *trade-offs* de risco e retorno muito diferentes e que dessa forma o modelo é bastante útil para a tomada de decisões de um gerador. Posteriormente, estes mesmos autores desenvolveram um trabalho para resolver o mesmo problema, só que agora com a abordagem de programação estocástica baseada em algoritmo genético e simulação de Monte Carlo. Um estudo numérico com dados reais do mercado comparou o desempenho do método proposto e a método de média-variância. Verificou-se que o método proposto pode obter portfólios significativamente melhores em situações em que os ativos negociados possuíam preços de distribuição não normais.(Feng et al., 2008)

No trabalho de Yin et al. (2008), a abordagem proposta considera horizontes de planejamento diferentes. O problema foi convertido em dois subproblemas, que são seleção de portfólio de longo prazo e seleção de portfólio de curto prazo. O problema de otimização é resolvido utilizando-se algoritmo de evolução diferencial. O método proposto foi testado com dados reais de mercado.

Caruso et al. (2006) descrevem uma metodologia para avaliação de risco no mercado elétrico italiano, no qual os geradores podem vender energia através de leilões ou contratos bilaterais em um mercado diário. O procedimento proposto pelos autores foi capaz de detectar a rentabilidade e o risco de licitação com um dia de antecedência. Os autores utilizaram simulação de Monte Carlo, *Value at Risk (Var)* e *Condicional Value at Risk (CVAR)* para estimar o risco de um portfólio de um gerador. Mo et al. (2001) descreveram a implementação de uma nova ferramenta para administração de riscos em sistemas hidrelétricos na Escandinávia. Sua abordagem integrava em um único modelo o planejamento da operação e *hedging* através de contratos futuros. O nível de risco foi controlado pela definição de metas de receita. As receitas abaixo da meta eram penalizadas, o que definia implicitamente uma função de utilidade da receita para reduzir o risco. O problema de otimização foi resolvido usando uma combinação de programação dinâmica estocástica e programação dinâmica dual estocástica.

No artigo de Vehvilainen e Keppo (2003), a simulação de Monte Carlo é utilizada para gerenciar o risco de preço da eletricidade. Os resultados numéricos da simulação e otimização foram apresentados no mercado da eletricidade nórdico. Os resultados sugerem que o método de gestão de risco apresentado poderia ser aplicado à prática diária do mercado da eletricidade.

Xu et al. (2004) apresentam em seu trabalho um modelo de otimização de portfólio de energia e a metodologia correspondente para maximizar os lucros, gerenciar o risco, e fornecer a carga de obrigações em diferentes mercados. Neste trabalho, o risco foi baseado em semi-variâncias dos custos do mercado *spot*, e resoluções de tempo diferentes eram utilizadas para diferentes instrumentos com base em suas características. A decomposição e a metodologia de coordenação são desenvolvidas para relaxar as restrições de obrigação com a carga e decompor o problema original em subproblemas do instrumento individual e, além disso, um método subgradiente foi utilizado para atualizar os multiplicadores.

Um modelo de risco baseado na teoria de portfólio de Markowitz (1952) foi apresentado no trabalho de Bai et al. (2002). O objetivo é maximizar o lucro enquanto considera o risco. Apenas unidades de geração estão envolvidas na otimização do problema.

Alguns autores analisaram o problema sobre o ponto de vista de um grande consumidor de eletricidade. Kirschen (2003) discute as ferramentas que os consumidores de energia elétrica possuem para ter uma participação mais ativa e efetiva nos mercados de eletricidade. Talati e Bednarz (1998) discutem as oportunidades disponíveis aos clientes finais, preveem a abordagem, a metodologia, e as ferramentas necessárias para determinar essas opções e ilustram um estudo de caso para um grande cliente industrial. Liu e Guan (2003) propõem

um método para o problema de alocação da compra e *bidding* da demanda no mercado de eletricidade da Califórnia.

Menniti et al. (2008) utilizam a teoria de portfólio para otimizar a alocação da energia adquirida por um consumidor entre o mercado *spot* e o mercado de contratos. Eles consideraram o mercado italiano e dois tipos de contratos. O primeiro contrato considera um preço fixo e no segundo o preço da eletricidade é indexado com o preço dos combustíveis. Conejo e Carrion (2006) propõem uma técnica para a solução do problema de aquisição de eletricidade enfrentado por um grande consumidor. O objetivo deste consumidor era minimizar o custo dos contratos e, ao mesmo tempo, limitar o risco de flutuação dos custos devido à volatilidade dos preços do *pool*. Ambientes de contratação incluíam o *pool*, contratos bilaterais e de autoprodução. A incerteza estava relacionada ao aumento dos preços do *pool* de eletricidade. Um estudo de caso foi analisado e os resultados apresentados.

Para o mercado brasileiro, o trabalho de Oliveira et al. (2006) compara três medidas de risco para definir o portfólio ótimo de contratação de energia elétrica. As medidas de risco utilizadas são: Markowitz (1952), *Value-at-risk (VAR)* e *Condiciona Value-at-risk (CVar)*. E no trabalho de Arfux (2004), ele determina o portfólio ótimo de uma comercializadora de energia elétrica considerando diferentes contratos de compra e venda de energia elétrica.

Outra abordagem para resolver o problema de diversificação de investimentos é a teoria da decisão. Uma decisão implica escolhas entre alternativas. A teoria da decisão tem o objetivo de fornecer o embasamento teórico para que a alternativa escolhida maximize a utilidade esperada do tomador da decisão (Munhoz, 2008). Trabalhos com esta abordagem foram desenvolvidos por Sheblé (1999) e Siddiqi (2000).

Normalmente o problema do portfólio exige uma previsão do preço *spot* de energia. Para trabalhos que abordem previsão de preço *spot* de eletricidade consultar: Duarte (2008), Nogales e Conejo (2006) e Conejo et al. (2005). Aggarwal et al. (2009) fazem uma revisão das metodologias utilizadas para este fim: série temporal estocástica, os modelos causais e modelos baseados em inteligência artificial. Singhal e Swarup (2011) utilizam redes neurais para a previsão de preços em mercados desregulados.

## 1.2 Motivação

A geração de energia através de fontes alternativas vem ganhando cada vez mais espaço no mundo inteiro. No Brasil a geração de energia por hidreletricidade sempre foi priorizada e continuará sendo, por muitos anos, a principal fonte geradora de energia elétrica no país. Porém, nos últimos anos, devido a restrições socioeconômicas e ambientais de proje-

tos hidrelétricos e a avanços tecnológicos no aproveitamento de fontes não convencionais o planejamento da expansão têm buscado o aumento da participação das fontes alternativas de energia. As políticas de estímulo à geração descentralizada de energia elétrica, especialmente por intermédio de fontes alternativas, promovem uma crescente participação destas fontes na matriz energética nacional e, nesse contexto, as pequenas centrais hidrelétricas, usinas de biomassa e usinas eólicas estão tendo um papel importante a desempenhar. Atualmente o Brasil possui 110.000 MW de potência instalada e o governo brasileiro prevê que nos próximos dez anos sua capacidade alcance 170.000 MW, com a priorização de fontes renováveis de energia elétrica (hidráulica, eólica e biomassa).

A problemática na geração de energia através de fontes alternativas é agravada pelo fato de sua geração ser bastante sazonal, dada a natureza destas fontes, pois dependem de fatores tais como período de safra, regime de ventos e condições pluviométricas, que tornam a previsão do fluxo de caixa do investimento bastante incerto e passível de ressarcimentos e penalidades contratuais. Nesse contexto, o risco de contratação que este tipo de empreendimento apresenta, além de estar diretamente relacionado às flutuações do preço da energia, também é bastante percebido nas condições contratuais que tratam de questões de ressarcimento no caso da não entrega da energia.

### **1.3 Contribuição**

Tendo o objetivo de interpretar as regras vigentes no mercado de energia elétrica brasileiro através de técnicas analíticas modernas, as contribuições deste trabalho a serem destacadas são: interpretação construtiva das diferentes regras de contratação do setor elétrico brasileiro; simulação dos resultados esperados com a venda de energia elétrica gerada por diferentes tecnologias e negociadas em diversos ambientes de comercialização; formulação do problema de um portfólio ótimo para a energia gerada por diversos novos empreendimentos, tratados isoladamente; expansão desta formulação para considerar diversos novos empreendimentos em conjunto.

Cabe assinalar que o setor elétrico brasileiro oferece diferentes tipos de oportunidades de venda de energia no mercado regulado, em leilões especiais para necessidades sistêmicas, e no mercado livre. No mercado regulado os contratos são firmados em leilões. Existem diferentes tipos de leilões, tais como leilão de energia nova, leilão de energia existente e leilão de ajuste. O governo também promove leilões para comprar energia para recompor necessidades sistêmicas, tais como o leilão de energia de reserva. No mercado livre a diversidade de contratos é ainda maior, pois é o mercado em que encontramos diferentes tipos de derivativos

físicos que oferecem uma vasta gama de flexibilidades contratuais. A questão de saber qual a proporção de energia que deve ser vendida em cada contrato depende fortemente da interpretação dos mecanismos de remuneração e ressarcimentos das diversas modalidades de contratação.

Esta avaliação deve ser traduzida através de retorno esperado e risco de cada contrato e deve considerar as regras de comercialização de energia do Brasil e as cláusulas específicas de cada contrato. No mercado brasileiro cada fonte de geração de energia possui regras de comercialização diferentes. Desta forma, este trabalho desenvolveu uma metodologia e um modelo computacional para análise de portfólios de contratos de venda de energia.

Neste trabalho a redução do risco é tratada com a diversificação dos investimentos. São analisados três projetos de fonte incentivada de energia alternativa através do modelo de Markovitz: usina de biomassa, usina eólica e pequena central hidrelétrica. Tanto as incertezas associadas à oferta de energia quanto aquelas decorrentes das regras de mercado são avaliadas por simulações que determinam os benefícios esperados e os coeficientes de correlação das alternativas de contratação. A informação resultante desta simulação alimenta o modelo de Markowitz.

Uma ressalva deve ser adiantada. Apesar dos estudos de casos apresentados corresponderem a projetos de fontes alternativas de energia, esta abordagem não fica restrita a projetos desta natureza, sendo tais exemplos apenas decorrentes da disponibilidade de dados reais recém-analisados. No entanto o modelo implementado pode ser aplicado a qualquer tipo de fonte de geração de energia elétrica.

## 1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho é composto por sete capítulos. No Capítulo 2 é feita uma descrição das principais características do mercado de eletricidade no Brasil. São apresentados aspectos gerais da evolução do setor elétrico no mundo e os componentes típicos de um sistema de energia elétrica. Posteriormente, o foco é dado para o sistema elétrico brasileiro, principais características, matriz energética e sua estrutura de indústria. Aqui também são apresentados os ambientes de comercialização de energia, os mecanismos de formação de preços no mercado *spot*, mercado livre e mercado regulado. Por conseguinte são apresentadas as principais regras de comercialização vigentes.

O Capítulo 3 apresenta os principais tipos de contratos utilizados na comercialização de energia elétrica no mercado livre: contrato-a-termo e contrato de opções. Apresenta o fundamento e as principais características do contrato de energia de reserva firmado através

de leilão. Ele apresenta os tipos de contratos existentes no mercado regulado: contrato por quantidade e contrato por disponibilidade. Por fim, este capítulo apresenta os principais tipos de leilões no mercado regulado: leilão de energia nova, leilão de energia existente e leilão de ajustes.

No Capítulo 4 são abordadas as ferramentas de análise de retorno e gerenciamento de risco mais consagradas na literatura. Ênfase é dada a teoria de portfólio, adotada neste trabalho.

No Capítulo 5 é desenvolvida a metodologia proposta. São simulados os retornos e o risco de quatro tipos de contratos para três tipos de usinas de geração: usina de biomassa, usina eólica e pequena central hidrelétrica. Os contratos simulados para cada usina são: contrato bilateral e contrato de opção de venda, ambos firmados no mercado livre; contrato firmado no leilão de energia de reserva e contrato firmado no leilão de energia nova. Estas simulações determinam os benefícios esperados e os coeficientes de correlação entre as quatro alternativas de contratação para cada usina. Na simulação do retorno dos contratos são consideradas as regras contratuais e regras de comercialização de energia no Brasil. Desta forma, a simulação também aponta as diferentes possibilidades que o vendedor possui para negociar os seus desvios de geração (positivos ou negativos). Posteriormente, o trabalho utiliza o modelo de Markowitz para construir a fronteira de portfólios eficientes para cada tipo de usina e para diversos novos empreendimentos em conjunto.

O Capítulo 6 realiza alguns estudos de casos com a metodologia proposta no Capítulo 5. São selecionadas três tipos de usinas de geração: usina de biomassa, usina eólica e Pequena Central Hidrelétrica. Todas as usinas possuem a mesma capacidade de geração, porém com curvas de geração diferentes, dada a natureza destas fontes, dependente de fatores climáticos. Durante o período contratual as usinas não conseguem gerar toda a energia vendida e apresentam curvas de geração diferentes, porém o montante entregue durante todo o período contratual é o mesmo para cada uma das usinas. As alternativas de contratação de energia destas usinas são aquelas apresentadas no Capítulo 5. Estes estudos de casos supõem que o preço inicial de cada contrato é similar para medir o impacto que cada contrato possui no que tange a ressarcimentos e penalidades pela não entrega da energia quando gera abaixo do montante vendido ou demais oportunidades de venda em situações que consegue gerar acima do montante vendido em contrato.

Conclusões, recomendações e sugestões de trabalhos futuros são discutidas no Capítulo 7.

# Capítulo 2

## Mercado de eletricidade no Brasil

### 2.1 Aspectos gerais

Durante os anos 1990, a indústria elétrica de diversos países atravessou uma grande transformação. Esse setor migrou de um modelo de monopólio para um modelo competitivo. A experiência pioneira de reestruturação ocorreu no Chile em 1979, porém foi apenas em 1990 que a Inglaterra iniciou este mesmo processo e que, a partir daí, este movimento tornou-se mais acelerado e generalizado. Atualmente mais de cem países adotaram a competitividade no setor elétrico.

No modelo de monopólio, a propriedade das empresas do setor elétrico variava em cada país, podendo ser pública ou privada. Ou seja, nem sempre a reestruturação do setor estava ligada com a privatização das empresas. Porém, algumas características eram identificadas na organização dessa indústria: as empresas apresentavam uma estrutura verticalmente integrada, isto é, a mesma empresa desenvolvia diversas atividades, tais como geração, distribuição e transmissão da eletricidade. Quando existiam diversas empresas atuando no mesmo país, existiam áreas concessionadas para cada uma delas, de modo que não havia competição (Saraiva et al., 2002). O maior problema alegado deste modelo é que a concessionária demonstrava o custo do serviço e o regulador autorizava o repasse às tarifas. De modo que a empresa não possuía incentivos para a redução de custos.

As motivações para a introdução da competitividade no setor elétrico nos países desenvolvidos foram muitas, mas podemos citar: as experiências bem-sucedidas de reestruturação em outros setores; maiores chances de equilíbrio entre a oferta e a demanda; a modicidade tarifária e um novo ambiente atrativo aos investidores.

Em muitos países, setores tais como aviação civil, gás natural e telecomunicações já haviam passado pelo processo de reestruturação. Essas mudanças proporcionaram aos con-



sumidores um papel mais ativo na escolha de seus fornecedores, que também visualizaram a mesma possibilidade no setor elétrico (Saraiva et al., 2002).

Após a crise petrolífera ocorrida em 1973, o ambiente econômico tornou-se mais instável, com a existência de elevadas taxas de inflação e de juro. Como consequência desta situação geral, o consumo de diversas formas de energia e, em particular, de energia elétrica começou a apresentar comportamentos mais erráticos (Saraiva et al., 2002). A introdução de novas tecnologias, tais como centrais de ciclo combinado a gás natural, possibilitava a construção de plantas menores e que exigiam investimentos menores. Este novo paradigma tornava o setor atrativo para os investidores, em detrimento do capital intensivo com largos prazos de amortização que o setor anteriormente exigia.

Teoricamente, a modicidade tarifária é alcançada, pois a competitividade geralmente aumenta a eficiência dos processos, resultando em maior disponibilidade, melhor qualidade de produtos e serviços e menores preços. A competitividade também possibilita, no longo prazo, identificar e selecionar as melhores práticas tecnológicas e comerciais. Mas nem sempre a competitividade foi positiva, tendo levado crise a alguns mercados elétricos, como a observada nos Estados Unidos, em particular na Califórnia com o escândalo da Enron, no início da década passada.

Nos países subdesenvolvidos, a maior motivação para a introdução da competitividade foi a redução das dívidas, via privatização das empresas (Barbosa, 2007). Em muitos casos, essas reformas setoriais ocorreram em meio a uma crise energética, desencadeada, em especial, pela incapacidade do Estado em investir o montante necessário para garantir a oferta de energia demandada pelo país.

Vale ressaltar que alguns elementos são necessários para o mercado ser competitivo e funcionar corretamente. (Hunt, 2002) aponta os seguintes: muitos compradores e muitos vendedores para não existir poder de mercado<sup>1</sup> em nenhum dos lados; demanda e capacidade de resposta à oferta de preços; mercados com liquidez e eficiência; igualdade de acesso a infraestruturas essenciais (redes de transmissão e distribuição); e devido tratamento dos subsídios e dos controles ambientais, para que eles não interfiram no funcionamento do mercado.

No setor elétrico a reestruturação ocorreu com a desverticalização das empresas (*vertical unbundling*), no sentido de separar em diferentes áreas: geração, transmissão e distribuição.

---

<sup>1</sup>Poder de mercado é a habilidade de uma firma ou um grupo de firmas de determinar preços, que vão além do custo marginal. Esta habilidade pode ser legalmente sancionada, como ocorre com direitos de propriedade intelectual (p. ex:patentes), pode ser resultante da falta de competidores, ou pode estar associada com uma economia de escala positiva (levando a um monopólio natural) (Rothwell e Gómez, 2003).

Normalmente a competição pode ser introduzida nas atividades de geração (para a venda no atacado) e de distribuição e comercialização (para a venda no varejo). As atividades de transporte de eletricidade, tais como a transmissão e distribuição, são consideradas como um serviço não competitivo, mas é garantido a todos os agentes o livre acesso às redes.

No Brasil, essa reforma setorial ocorreu nos anos 90 (Lei 8987/95), pouco tempo antes da crise energética que culminou no racionamento de energia elétrica ocorrido no ano de 2001. No caso específico do Brasil, a liberalização do mercado de energia elétrica esbarrou em dificuldades adicionais para se adaptar, sem um planejamento integrado, a estrutura majoritariamente hidrelétrica com crescimento forte da demanda. Como resultado, não se consolidou um mercado de energia elétrica capaz de emitir os sinais necessários à realização de novos investimentos, ao passo que os agentes preocupavam-se principalmente com a aquisição de empresas públicas, investindo pouco na expansão da oferta (Correia et al., 2006).

Em 2004, o Brasil passou por um momento de reestruturação do setor elétrico e surgiu o “Novo Modelo do Setor Elétrico” que apresenta uma estrutura híbrida que combina investimento estatal e investimento privado e mercado regulado e livre. O processo de reestruturação foi redirecionado, então, de uma postura mais liberal para um modelo com bases mais firmes em regulação e intervenção estatal, que recolocava o planejamento integrado do setor em uma posição central e concentrava as transações relevantes para os consumidores cativos em contratos de longo prazo.

A figura 2.1 mostra os componentes típicos de um sistema de energia elétrica.

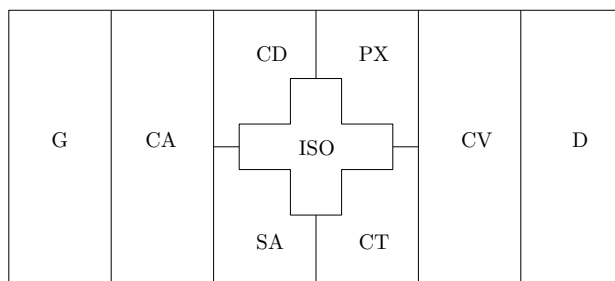


Figura 2.1: Modelo desagregado do setor elétrico

Fonte: Adaptado de Barbosa (2007)

Os geradores (G) são empreendimentos de produção de energia elétrica.

Distribuidor (D) é o agente titular de concessão para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica. Esse segmento engloba as atividades de entrega de energia elétrica para usuários finais a tensões relativamente baixas e a comercialização da energia no mercado regulado. As empresas de distribuição devem contabilizar em separado as atividades

de distribuição e de comercialização.

Comercializadoras são empresas que podem comprar energia e vendê-la para clientes livres e empresas de distribuição. Estas empresas não detêm ativos físicos (redes, geradores e etc.), mas compram a energia de empresas de geração e a revendem. Comercializadores no atacado (CA) são empresas comercializadoras que têm como foco esse nicho de mercado (o atacado). Especializam-se em negociações de grande blocos de energia assessorando clientes como distribuidoras ou grandes consumidores de energia. Comercializadores no varejo (CV) visam o pequeno consumidor.

Coordenador de programação de despacho (CD) é a entidade regional que coordena o ajuste entre programação de geração e demanda, sem fazer o papel de operador de mercado. Ela ainda faz a medição, contabilização para faturamento e conexão entre clientes e ISO.

Provedor de serviços auxiliares (SA) é a entidade que fornece serviços auxiliares como, por exemplo, reserva girante ou produção de potência reativa e controle de tensão.

Operador do mercado de energia (PX), em inglês denominado *Power Exchange*, tem como principal função prover um ambiente de mercado de energia elétrica para compradores e vendedores. O horizonte pode variar de algumas horas a alguns meses adiante. O mais usual é o mercado em intervalo horário do dia seguinte. O PX também faz a contabilidade das diferenças entre o contratado (na forma bilateral, ou via PX) e o realizado hora a hora.

Concessionária da transmissão (CT) são entidades que detêm ativos na atividade de transporte de energia elétrica e que por razões econômicas e ambientais atuam em modelos de monopólio natural nas áreas geográficas em que se encontram implantadas. Essas empresas, tal como as detentoras de ativos na atividade de rede de distribuição, são remuneradas através de tarifas de uso das redes.

Operador do sistema, em inglês *Independent System Operator* (ISO), é a entidade que cuida da operação integrada do sistema de potência, incluindo funções que podem ser: coordenação técnica da exploração do sistema de transporte; planejamento e programação dos recursos de geração, transmissão e serviços auxiliares; programação do despacho e/ou re-despacho (ex. em caso de congestionamento da transmissão); monitoramento e controle em tempo real; análise da segurança da rede de transmissão; operação de Mercado e propriedade de parte da rede de transmissão.

## 2.2 Setor elétrico brasileiro

### 2.2.1 Sistema elétrico brasileiro

O Sistema Elétrico Nacional é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelos sistemas isolados. O SIN é um conjunto de subestações e linhas de transmissão utilizado para o transporte de grandes blocos de energia elétrica e para a otimização do sistema interligado. A figura 2.2 ilustra de forma simplificada a integração entre os sistemas de produção e transmissão para o suprimento do mercado consumidor. O SIN é subdividido em subsistemas<sup>2</sup> Norte, Nordeste, Sudeste e Sul, cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão.

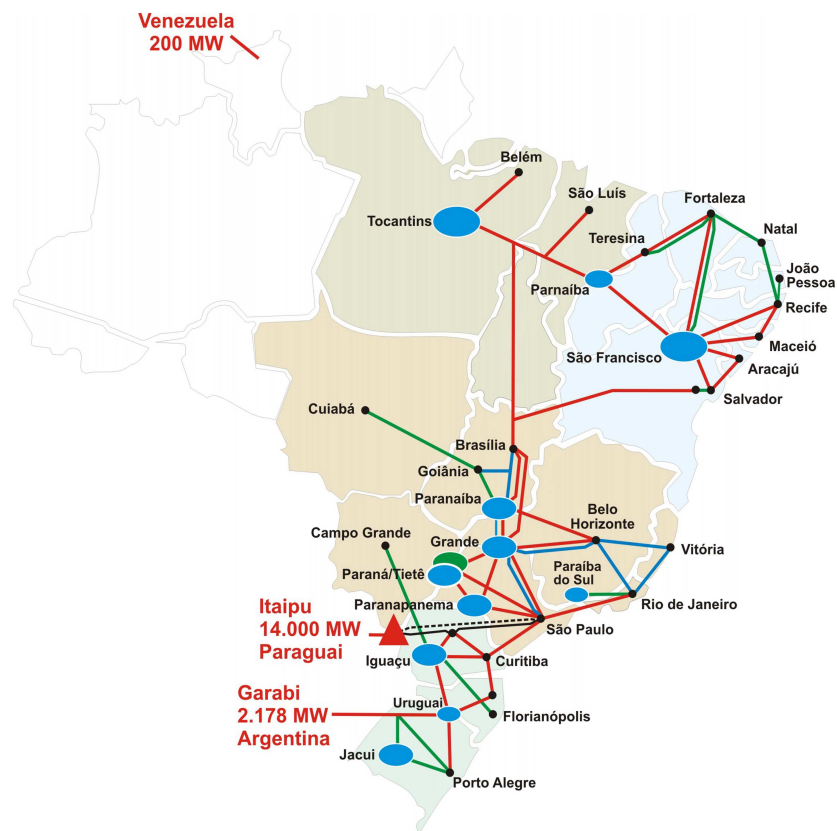


Figura 2.2: Mapa do sistema interligado

Fonte: [www.ons.com.br](http://www.ons.com.br), acesso em 01/02/2010.

O parque gerador nacional é constituído, predominantemente, de centrais hidrelétricas de grande e médio porte, instaladas em diversas localidades do território nacional. No entanto,

<sup>2</sup>Essas subdivisões também são chamados de submercados, e cada submercado possui preços *spot* de energia diferenciados

existe uma concentração de demanda em localidades industrializadas onde não se concentram as centrais geradoras. Estas características são imperativas para a implantação de um sistema de transmissão de longa distância. Com o objetivo de ampliar a confiabilidade, otimizar os recursos energéticos e homogeneizar mercados, foi criado o SIN, o qual é responsável por mais de 96 % do fornecimento nacional.

Os sistemas isolados são responsáveis pelo suprimento de áreas de difícil acesso, localizados principalmente no Norte do país. Esses sistemas são predominantemente térmicos e cobrem quase 50 % do território nacional, mas atendem apenas aproximadamente 3,4 % da demanda da energia elétrica utilizada no país.

### 2.2.2 Matriz energética

O Brasil no ano de 2010 teve uma procura de 415,3 TWh eletricidade e uma oferta de 509,3 TWh (EPE, 2011). A Figura 2.3 ilustra os empreendimentos em operação no país. Na legenda, “Derivados de Petróleo” corresponde a óleo diesel e óleo residual.

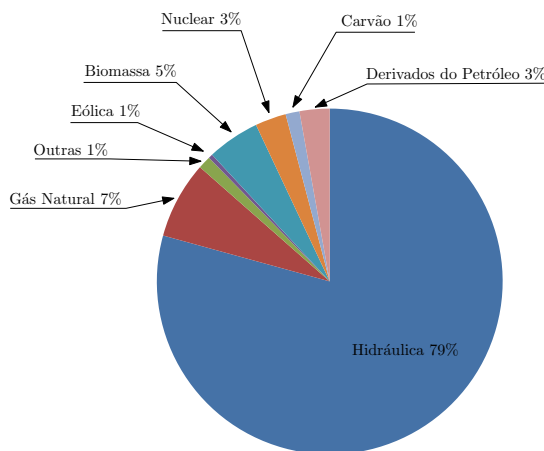


Figura 2.3: Matriz de energia elétrica no Brasil

Fonte: EPE (2011)

### 2.2.3 Estrutura da indústria

A reestruturação do setor elétrico brasileiro iniciou-se nos anos 90, com um programa de privatizações das empresas do setor. Porém, nem todas as empresas do setor foram privatizadas, existindo ainda concessionárias estatais operando no setor. Ocorreu a desverticalização das empresas, separando as funções de geração, distribuição e transmissão em empresas distintas. Foi introduzida a competitividade nas empresas de geração e iniciada a atividade de comercialização, que também opera de maneira competitiva. As atividades de distribuição e

transmissão permanecem como atividades não competitivas e reguladas. Cada distribuidor possui uma área geográfica de concessão e é obrigado a atender todos os consumidores dessa região, excluindo-se os consumidores livres detendo, dessa forma, o monopólio para operação, manutenção e expansão dessa rede naquela região e permitindo acesso dos interessados a estas. O mercado livre é limitado às grandes empresas.

A regulação do setor é atribuída à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que uma é autarquia sob regime especial e vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Tem por finalidade a regulação e fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal. Como regulador, tem a atribuição de fixar os preços para o consumidor cativo, bem como para os serviços oriundos de monopólio. Deve promover a manutenção da livre competição no mercado de energia elétrica, com o objetivo de proteger e defender os agentes do setor de forma justa aos benefícios auferidos entre agentes e consumidores.

Os consumidores podem ser livres ou cativos. Consumidor cativo é aquele que adquire energia da concessionária de distribuição em cuja rede ele está conectado e que paga uma tarifa regulada. Consumidores livres são normalmente as grandes empresas, com carga igual ou superior a 3.000 kW em qualquer segmento hora-sazonal, e que são atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, ou em qualquer nível de tensão no caso de consumidores ligados após julho de 1995 e que tenham exercido a opção de compra de energia elétrica no ACL. Também é consumidor livre especial aquele com demanda maior que 500 kW atendido em qualquer tensão, mas seu leque de escolha está restrito à energia oriunda das chamadas fontes incentivadas. Consumidor potencialmente livre é aquele que possui as condições necessárias para ser cliente livre, mas por opção é atendido de forma regulada.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), é uma entidade de direito privado e sem fins lucrativos, que opera sob a fiscalização e regulação da Aneel. O ONS é responsável pela administração dos serviços de transmissão e ancilares, pela coordenação da operação do sistema interligado nacional e pela ampliação da rede básica.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é responsável pelo registro e contabilização dos contratos de energia elétrica. É uma associação civil integrada pelos agentes das categorias de geração, de distribuição e de comercialização. Através da contabilização e compensação em tempo real das transações, ela fornece o preço semanal de curto prazo da energia (*spot*) denominado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Esse preço é valorado por R\$/MWh, por patamar de carga e submercado. Os contratos registrados na CCEE são puramente financeiros, e o ONS faz o despacho físico da energia.

No Brasil, o despacho das usinas geradoras de eletricidade ocorre de maneira centralizada,

sendo o ONS responsável pela realização desse despacho, que tem por objetivo reduzir o custo de geração sem comprometer as condições de operação futura de curto e longo prazo.

O ONS decide quanto ao despacho de cada usina geradora do SIN, garantindo a coordenação operacional do sistema, que precisa considerar a existência de várias usinas hidrelétricas em cascata, com diferentes proprietários, e que a geração de uma usina afeta as operações das demais. A interdependência entre as usinas hidrelétricas, além de ocorrer espacialmente, ocorre também no tempo. Caso seja utilizada mais água em um reservatório durante um determinado mês, menos água restará a partir do mês seguinte.

Para o planejamento da operação energética, o ONS utiliza alguns modelos matemáticos tais como Newave e Decomp. O seu objetivo é a definição de metas de geração para cada usina hidrelétrica ou termelétrica de forma a atender a demanda do sistema e minimizar o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Assim, o despacho das usinas ocorre por ordem de mérito. Esse critério define quais usinas serão utilizadas em função de seus custos operacionais. Usinas com menores custos têm preferência para o despacho. O custo de operação é composto pelos valores de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas, pelo custo variável de combustível das usinas termelétricas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia, representado por uma função de penalização do déficit de energia. Neste mecanismo de despacho, depois de atendido todo o consumo, o custo adicional que seria causado pelo atendimento de um incremento de carga em cada região é o que define o Custo Marginal de Operação (CMO).

### 2.3 Ambientes de contratação

O mercado de energia elétrica brasileiro é dividido entre três ambientes: Ambiente de Contratação Regulada (ACR), Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o mercado *spot*. O ACR tem a finalidade de atender os consumidores cativos, por meio da intermediação das concessionárias de distribuição. O ACL atende os consumidores livres e empresas comercializadoras de energia. A principal diferença entre estes dois mercados é que no ACR a energia é comprada pelas distribuidoras por meio de leilões públicos e, em seguida, entregue aos consumidores cativos, enquanto no ACL os contratos realizados são acordos bilaterais negociados independentes e sem padronização. O mercado *spot*, também chamado de mercado de curto prazo apenas liquida a diferença entre o contratado (*ex-ante*) e o demandado (*ex-post*) entre vendedores e compradores. A figura 2.4 ilustra o funcionamento do mercado.

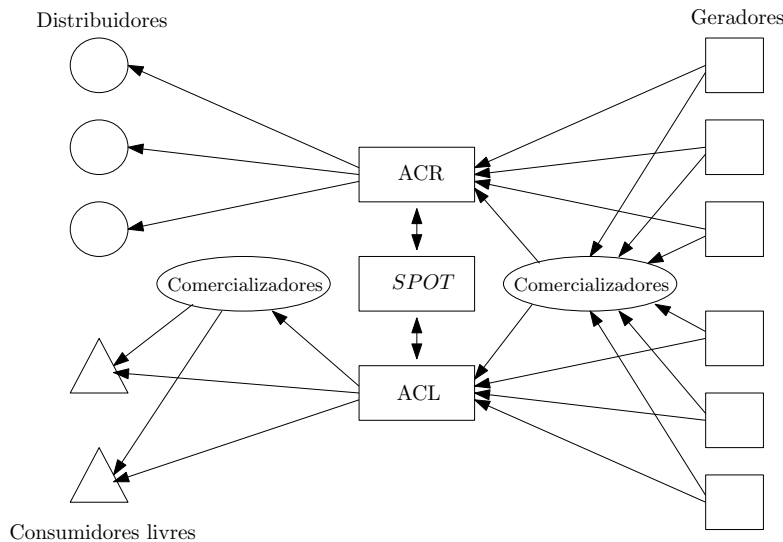


Figura 2.4: Mercado brasileiro de energia elétrica

Fonte: Tese de doutorado de Fernando Colli Munhoz, 02/08.

### 2.3.1 Ambiente de contratação regulada

No mercado regulado (ACR), as distribuidoras de energia elétrica do SIN, por meio dos leilões, devem comprar de maneira centralizada a energia suficiente para garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR, para os próximos cinco anos. Algumas distribuidoras também possuem quotas-partes de energia proveniente da Itaipu Binacional.

Os novos empreendimentos de geração são leiloados com o critério de menor tarifa, sendo este utilizado para definir os vencedores dos leilões. Isto é, ganha a concessão da usina aquele gerador que se propuser a vender energia pelo menor preço. Posteriormente, o consumidor cativo compra energia de sua distribuidora local e paga por meio da conta recebida de sua empresa distribuidora, um valor correspondente à quantidade de energia elétrica consumida multiplicada por um valor unitário denominado tarifa. Cada distribuidora possui uma área de concessão, e as tarifas são distintas em cada Estado. Isso porque cada Estado possui características diferentes tal como número de consumidores, quilômetros de rede, custo da energia comprada, tributos estaduais, etc. O valor das tarifas são definidos pela Aneel, e é composto pelo valor da compra de energia, da receita da distribuidora, do custo do transporte, dos encargos e dos tributos.

Na conta de energia que o consumidor cativo recebe está demonstrada a composição da tarifa entre: valor pago pela energia elétrica consumida, valor pago pelo uso do sistema de distribuição e transmissão, encargos e tributos.



### 2.3.2 Ambiente de contratação livre

No ACL os consumidores livres podem comprar energia de geradoras (produtores independentes e concessionárias) ou comercializadoras de energia via contratos bilaterais. Com isso esses consumidores podem negociar livremente um conjunto de variáveis contratuais, como prazo contratual, preços, variação do preço ao longo do tempo e serviços associados à comercialização. Ao participar do mercado livre o consumidor assume responsabilidades em relação à sua exposição aos preços da energia, podendo desta forma obter preços melhores que os praticados no mercado cativo, mas também está exposto a riscos.

Ao optar por ser um cliente livre, este consumidor necessita firmar contratos de compra de energia para o atendimento de 100 % de seu consumo verificado de energia. Essa verificação é realizada mensalmente, com base nos dados de consumo verificado e contratos de compra dos últimos 12 meses. Se isso não ocorrer, ele terá que pagar a energia sob o preço de curto prazo (PLD) o que implicará o pagamento de penalidades por insuficiência de cobertura de consumo. Na valoração dessa penalidade é utilizado o Valor Anual de Referência (VR).

Os clientes livres possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido. Desta forma, o consumidor livre possui diversas contas que, somadas, totalizam o custo de energia consumida. Porém, este consumidor possui influência para negociar apenas o preço da eletricidade que consome.

### 2.3.3 Mercado spot

O mercado em que ocorre a entrega imediata de determinado ativo é chamado de mercado *spot* e o preço negociado neste mercado é o preço *spot*. (Luenberger, 1998) No Brasil os compradores de energia elétrica não podem comprar energia no mercado de curto prazo, ele apenas valora as diferenças entre a energia consumida e a energia contratada. Se um agente utilizou determinada quantidade de energia do sistema, mas seu contrato de compra de energia previa uma quantidade inferior à utilizada, esse agente pagará esse débito ao preço *spot* (PLD). O oposto também pode ocorrer, de modo que, se esse agente utilizou menos energia do que seu contrato previa, ele receberá ao preço do PLD o crédito da energia que permaneceu no sistema. A figura 2.5 ilustra este processo, chamado de processo de contabilização na CCEE, que ocorre mensalmente com cada agente da CCEE.

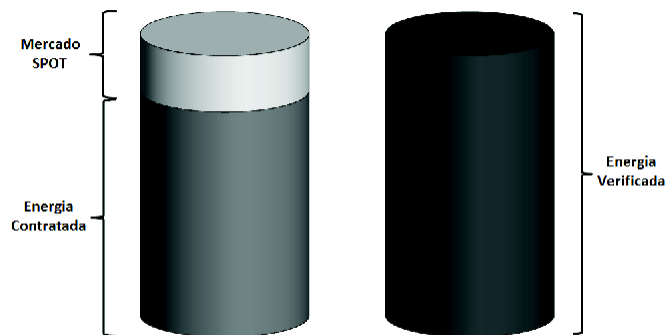


Figura 2.5: Contabilização de energia na CCEE

Fonte: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)

Dessa forma, o PLD é utilizado para valorar a energia não contratada entre os agentes da CCEE (sobras ou diferenças) no mercado de curto prazo. Os créditos e os débitos decorrentes dessa contratação são liquidados entre os agentes de forma centralizada na CCEE.

## 2.4 Mecanismos de formação de preços

### 2.4.1 Preço *spot*

A formação do PLD se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do SIN, o Custo Marginal de Operação (CMO). Porém o PLD difere do CMO, pois o PLD é limitado por valores mínimo e máximo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado, considerando apenas restrições elétricas entre submercados e a operação de unidades geradoras em fase comercial. O PLD mínimo é calculado com base na estimativa do custo variável de operação da usina hidrelétrica de Itaipu Binacional, considerando o rateio da energia cedida do Paraguai ao Brasil, valorado pela média geométrica diária das Cotações de Fechamento PTAX do dólar americano, publicadas pelo Banco Central, no período de 1º de dezembro do ano anterior até 30 de novembro do ano do cálculo. Já a correção do PLD máximo corresponde ao menor valor entre o PLD máximo do ano anterior corrigido pela variação do Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI) e o preço estrutural da usina termoeletrica mais cara, com capacidade instalada maior que 65 megawatts (MW), incluída no Programa Mensal de Operação Eletroenergética (PMO) do Operador Nacional do Sistema (ONS) para o mês de dezembro de cada ano.

Assim, o PLD é dado por:

$$PLD = \begin{cases} PLD_{min}, & \text{se } CMO < PLD_{min} \\ CMO, & \text{se } PLD_{min} \leq CMO \leq PLD_{max} \\ PLD_{max}, & \text{se } CMO > PLD_{max} \end{cases}$$

No mercado de *commodities* o preço de curto prazo (preço *spot*) é determinado através das condições de oferta e demanda. No Brasil a formação do preço de curto prazo (PLD) da eletricidade se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para o planejamento da operação do SIN, o Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO corresponde ao custo adicional que seria causado pelo atendimento de um incremento de carga depois de atendido todo o consumo. Ele é informado para todas as semanas do mês e para cada submercado.

O histórico de preços desse mercado ainda é muito pequeno para a realização de uma previsão do valor esperado do preço. Por esse motivo, grande parte dos trabalhos de previsão de preço *spot* no Brasil se baseia na metodologia de geração de cenários de preços a partir das séries sintéticas de CMO geradas pelo programa que o ONS utiliza para realizar o despacho do sistema elétrico brasileiro e que também forma o PLD.

Inicialmente, o ONS, em parceria com os agentes de geração e distribuição efetua uma previsão da carga de energia. Para o atendimento dessa carga são definidas quais usinas serão despachadas em função de seus custos operacionais. O custo operacional de uma usina hidrelétrica é zero, pois corresponde ao custo da água. Já o custo operacional de uma usina termelétrica depende do tipo de combustível utilizado por ela. Esta decisão objetiva minimizar o custo total de operação ao longo do período de planejamento. O custo total, por sua vez, é sempre composto por duas parcelas: o custo imediato, referente às decisões que estão sendo tomadas no momento, e o custo futuro, referente às decisões que serão tomadas no futuro. Pela predominância da hidreletricidade no sistema brasileiro, que causa a interdependência no tempo, o custo futuro é influenciado pelas decisões tomadas no presente. Se no presente a demanda for atendida apenas por geração hidráulica, o custo imediato será nulo. Porém, no futuro, se não chover, a demanda terá de ser atendida com geração térmica e o o custo futuro será alto. Desse modo, o custo futuro depende das afluências (vazões) que vão ocorrer nos rios em que estão instaladas as usinas hidrelétricas. E as vazões têm alto grau de incerteza.

Para a previsão das afluências é utilizado um histórico de afluências conhecido e consolidado desde o ano de 1931, e a partir desse histórico é efetuado um estudo do comportamento estatístico. É utilizado o modelo PAR(p), sigla para Autorregressivo Periódico de Ordem p. Isso significa que as afluências, por este modelo, dependem das afluências que ocorreram nos

mesmos locais em até  $p$  meses anteriores. Conhecendo-se o modelo estocástico que representa as afliências, pode-se sortear um número enorme de hipóteses, acompanhar a evolução do sistema nos próximos cinco anos para cada uma das trajetórias correspondentes a cada hipótese de afliência e calcular o custo médio de todas as hipóteses. Este é o Custo Futuro Médio.

Para otimizar os recursos disponíveis de modo a minimizar o custo total, o ONS utiliza dois modelos matemáticos: o Newave e o Decom. O Newave é um modelo estratégico com horizonte de cinco anos discretizado em bases mensais. E o Decom é um modelo de determinação da coordenação da operação mensal com discretização semanal, desenvolvido para otimizar o planejamento da operação a curto prazo.

### *Newave*

A técnica utilizada pelo Newave é a Programação Dinâmica Dual Estocástica. Esta técnica permite estudar a evolução do sistema e trazer informações do futuro para o presente. Como resultado, além do custo futuro médio para o estado de partida do estudo, este método encontra os custos futuros a partir de qualquer outro estado que pertença a qualquer etapa e a qualquer uma das trajetórias da evolução da operação sob as diversas hipóteses de afliências. A partir de cada estado é adotada a decisão de melhor custo. Em um procedimento no sentido inverso do tempo, chega-se ao estágio inicial, em que a decisão a ser tomada, bem como o custo total que ela acarreta, são ótimos. As sequências de simulações *forward* definem os estados e as sequências *backward* calculam o custo futuro e sua derivada em cada estado.

O Newave, por trabalhar com um horizonte de médio prazo, é obrigado a efetuar uma redução do problema. Esta redução é efetuada com a técnica *dual* de programação dinâmica. Em vez de calcular o custo futuro para um número enorme de estados, calcula-se apenas para alguns poucos estados. Caso contrário haveria uma explosão do número de estados. Outra simplificação do Newave é a agregação de todos os reservatórios de cada região em um único reservatório equivalente de energia.

Antes de iniciar a primeira otimização *forward*, o custo futuro estimado é desconhecido, pois não se tem informação alguma do futuro. Em decorrência disso, são adicionados mais cinco anos de simulação do Newave, em que no último ano o custo futuro é nulo. Os resultados dos últimos cinco anos do estudo possuem custos muito ruins (custos médios muito altos) e por isso esses resultados são descartados.



Figura 2.6: Período de estudo Newave

Fonte: Adaptado de CCEE (2011)

### ***Decomp***

O Decomp recebe do modelo de longo prazo a função de custo futuro, adicionada às projeções diárias de demanda e afliências, possibilitando a definição do despacho do sistema. Este despacho é realizado pelo modelo Decomp que também fornece os custos marginais de operação. O modelo Decomp trabalha com o curto prazo da operação e isso o possibilita utilizar a *árvore completa*, isto é, calcula o custo futuro para todos os estados. E também trata cada uma das usinas de maneira individualizada. O Decomp utiliza os seguintes dados de entrada: Função de custo futuro definida pelo Newave ao final do segundo mês, previsão de afliências semanais no primeiro mês (gerada pelo programa Previvaz), séries sintéticas de vazões para o segundo mês e outras informações tais como: custos das usinas, entradas e saídas das máquinas etc.

### ***Resultados dos modelos***

O cálculo da função de custo futuro do Newave, normalmente é utilizado para a análise da operação supondo a repetição do histórico conhecido e consolidado (75 anos), análise de caráter estatístico com 2000 séries de afliências de tamanho igual ao período de estudo e o acoplamento com o modelo Decomp. Já o modelo Decomp é utilizado no Programa Mensal da Operação do Sistema Interligado Nacional (PMO), que tem como objetivo principal estabelecer as metas e diretrizes energéticas de curto prazo da operação coordenada do SIN, assegurando a otimização dos recursos de geração disponíveis. Durante o mês vigente, algumas revisões de dados são efetuadas pelo ONS (ou pelo usuário) e o modelo Decomp é então rodado novamente a cada semana, podendo gerar resultados diferentes.

### ***Considerações sobre o preço de curto prazo***

Os mercados elétricos estão entre os mercados mais voláteis do mundo, dentre os fatores que afetam os preços de curto prazo da eletricidade estão a relação entre a oferta e a demanda,

os custos de geração, capacidade de transmissão, eventos climáticos, *status* operacional do parque gerador, etc. No Brasil essa volatilidade é ainda maior devido à geração de energia ser predominantemente hidráulica e conseqüentemente dependente de condições climáticas e nível de chuva.

Na maior parte do tempo a demanda de energia é atendida apenas com geração hidráulica que possui custo baixo e resulta em CMO baixo. Porém, quando é necessário acionar as usinas térmicas para o atendimento da demanda, o CMO salta, devido à diferença de custos de geração. O gráfico 2.7 mostra esta volatilidade:

Normalmente na maioria dos submercados do Brasil o período úmido ocorre nos meses de outubro a março e o período seco nos meses de abril a setembro. Com exceção do submercado Sul, que não possui períodos muito definidos.

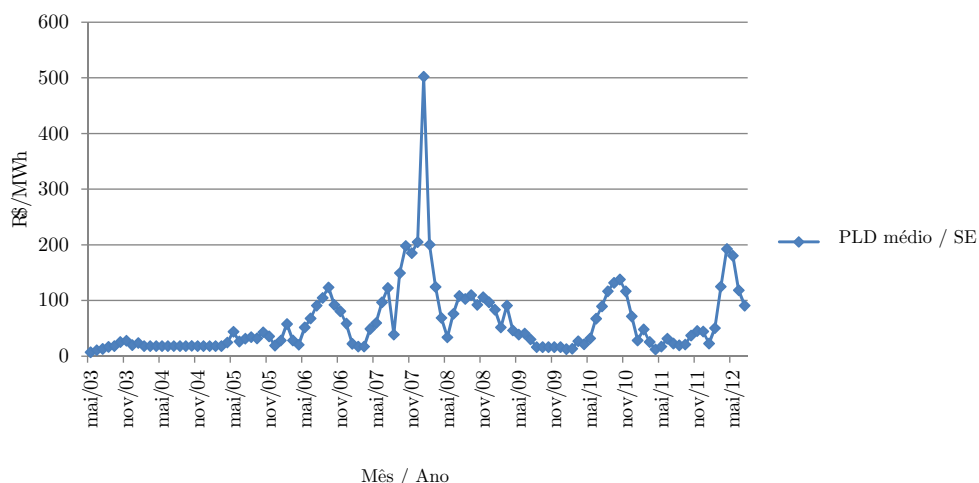


Figura 2.7: Histórico do PLD

Fonte: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)

Desta forma, nota-se que em muitos casos o PLD também responde à estas variações, apresentando-se baixo no primeiro semestre do ano (período úmido) e alto no segundo semestre do ano (período seco). A Figura 2.8 mostra este comportamento. Nota-se que com raras exceções o PLD ficou abaixo de R\$100,00 o MWh no primeiro semestre. E com maior frequência passou dos R\$100,00 no segundo semestre.

## 2.4.2 Preço no mercado livre

Pelas regras de comercialização brasileiras (CCEE), os contratos praticados no mercado livre podem ser de curto e longo prazo. Um contrato de curto prazo é aquele com duração menor que seis meses e um contrato de longo prazo é aquele com duração maior que seis meses.

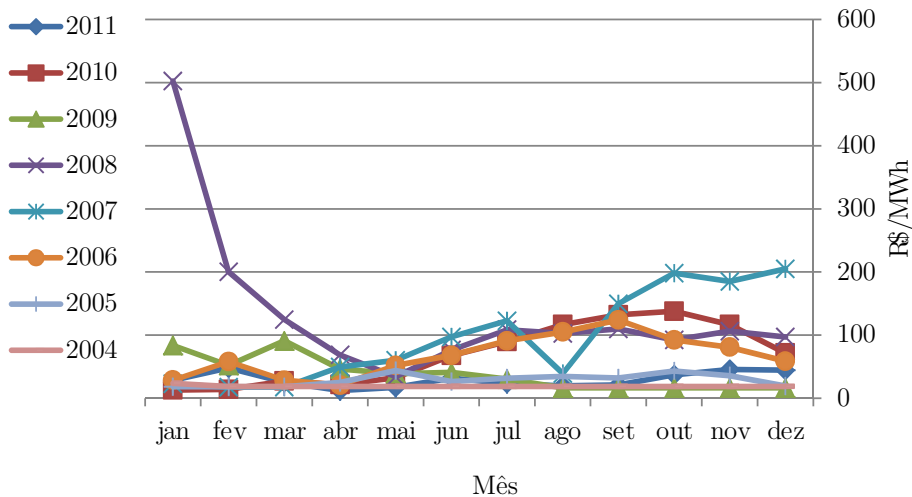


Figura 2.8: PLD médio do SE nos últimos anos

Fonte: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)

Porém, para a análise de preços no mercado livre é mais conveniente adotarmos aqui os seguintes períodos de duração de contratos: curto, médio e longo prazo. Contratos de curto prazo possuem vigência de um mês; contratos de médio prazo possuem vigência de dois a doze meses; e contratos de longo prazo possuem vigência maior que um ano.

Dada a dificuldade de prever com exatidão a quantidade de energia que será consumida ou gerada, as regras de comercialização permitem que os agentes registrem contratos alguns dias depois de terem conhecimento do seu exato consumo ou geração de energia, ou seja, *ex-post*. Por isso, apesar da impossibilidade de comprar energia neste mercado, o PLD influencia muito o preço dos contratos de curto prazo negociados no mercado livre de energia.

Caso uma usina não hidráulica tenha sobra de geração em determinado mês, ela iria liquidar essa energia ao preço *spot*, então ela só estaria disposta a vender essa sobra no mercado livre por um preço superior ao *spot*. Da mesma forma, caso um comprador de energia tenha na data da liquidação financeira uma parcela de energia descontratada, ele pagará a energia ao preço *spot*. Porém, se tiver que comprar energia no *spot* ele poderá ser penalizado por falta de lastro. Por isso, nestes casos, o comprador prefere comprar esta energia faltante de um vendedor, ao invés de comprar no *spot*. Assim, os preços da energia comercializados em contratos de curto prazo normalmente possuem o seguinte preço:

$$PT^y = PS^y + Sp^y \quad (2.1)$$

O valor do ágio depende de diferentes fatores, tais como oferta de energia disponível no momento, expectativa do preço futuro de energia, nível de inadimplência na CCEE, sazona-

lização de garantia física dos geradores, vencimento de contratos etc. Porém, normalmente o ágio é maior quando o preço *spot* está baixo e menor quando o preço *spot* está alto.

O preço nos contratos de médio prazo sofre influência dos preços firmados nos contratos de curto prazo e da expectativa do agente sobre o preço *spot* nos próximos meses. O preço acordado em contratos de curto prazo é a maior referência de preços para o agente no momento em que ele vai firmar o contrato. E em um curto período de tempo (meses) as técnicas de previsão de preço *spot* através da geração de cenários fornecem, muitas vezes, resultados satisfatórios e podem auxiliar o agente na precificação do contrato. Porém, as previsões de preço *spot* para um período maior que um ano, através deste tipo de técnica, normalmente retornam resultados ruins.

Desta forma, o preço dos contratos de longo prazo no mercado livre sofre a influência de outros fatores tais como do preço negociado nos leilões regulados de energia elétrica e da estratégia dos agentes na mitigação de riscos. No Ambiente de Contratação Livre (ACL) podemos correlacionar os preços da energia elétrica para os próximos anos, a partir dos dados da previsão de preços de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) pela Teoria da Arbitragem. Pois os geradores de energia podem vender sua oferta em ambos os mercados, e se já existe um preço acordado para a venda de energia no mercado regulado, conclui-se que o preço no mercado livre deverá estar próximo ao preço obtido nos leilões.

O preço dos contratos de longo prazo no mercado livre também incorpora a valoração do risco assumido pelo vendedor. O risco pode estar ligado à concessão de determinada flexibilidade contratual ou na avaliação de crédito do vendedor. Também é utilizada a construção de uma curva *forward* que determina o preço anual futuro da energia, que considera a expectativa dos agentes através de cotações, previsão do preço *spot*, preço de leilões regulados, previsão de oferta e demanda, expansão do sistema etc.

No mercado livre também há outra distinção de preços: preço de energia incentivada e preço da energia convencional. Energia incentivada é aquela gerada por usinas PCH, UTE a biomassa, central eólica e central solar com potência menor ou igual a 30.000 kW. Os empreendimentos destas mesmas fontes, porém com potência injetada superior a 50.000 kW, poderão comercializar energia com Consumidores Especiais, porém, essa comercialização não oferece o desconto associado a esse tipo de energia. A energia incentivada dá a seu portador, seja ele o comprador ou o vendedor, desconto nas tarifas de transmissão e distribuição. E a maior parcela de consumidores livres, que são os consumidores livres especiais, só podem adquirir esse tipo de energia.

O desconto pode ser de 50% ou 100%, dependendo da característica da usina. Se o consumidor especial comprar energia de diferentes usinas com descontos diferentes, o desconto



final dele será a média ponderada dos descontos associados às energias compradas. A energia convencional geralmente é mais barata que a energia incentivada. E quanto maior o desconto nas tarifas de transporte que a energia incentivada oferece, maior é o seu preço de mercado.

### **2.4.3 Preço no mercado regulado**

A tarifa de energia reflete o custo médio do portfólio de contratos de compra de energia das distribuidoras. Este custo varia em função da composição do portfólio, dos preços de renovação dos contratos que irão expirar e dos preços de energia nova referente às futuras contratações para o atendimento de incremento da demanda. Além disso, dentro dessa tarifa estão alocados alguns encargos setoriais, tais como: transporte da energia elétrica comprada de Itaipu, perda na rede básica, P&D, encargo do serviço do sistema e encargo de energia de reserva. Porém, com exceção do P&D, todos estes encargos são relativos ao custo de energia.

Já a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (Tusd), corresponde ao custo pelo serviço de transporte de energia na rede de distribuição. Todos os consumidores que fazem uso deste sistema, sejam livres ou cativos, pagam essa tarifa em função do nível de tensão acessado. Consumidores que estejam ligados diretamente na rede básica, como é o caso de grandes consumidores, não pagam a Tusd. Nesta tarifa está alocada a margem operacional das distribuidoras.

A compra de energia da distribuidora é composta de contratos decorrentes dos leilões (CCEAR), incluindo nesta categoria a compra através do mecanismo de sobras e déficits (MCSD), contratos bilaterais, energia de Itaipu e Programa de Fontes Alternativas de Energia (Proinfa). Os contratos bilaterais são aqueles contratos firmados a partir da livre negociação entre os agentes, antes da Lei nº 10.848/2004. As contratações de energia de geração distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei nº 10.848/2004, também são classificadas como contratos bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor que 500 GWh/ano.

Os leilões organizados no ACR podem ser para o atendimento exclusivo da demanda das distribuidoras ou para necessidades especiais do sistema elétrico. Os leilões para atendimento da distribuidora podem ser de energia nova, energia existente e ajustes. Nesses casos, a distribuidora define o montante a ser contratado. Nos leilões para suprir necessidades especiais, como é o caso do leilão de energia de reserva, quem define a demanda a contratar é o governo. Porém, todas as regras dos leilões são definidas pelo governo, tais como a metodologia, o tipo (quantidade ou disponibilidade), fontes de geração, preços tetos, garantias financeiras etc.

O processo de compra de um leilão é centralizado, ou seja, corresponde à soma da demanda de todas as distribuidoras. E a demanda do leilão não é informada até a sua conclusão. Após a realização do leilão, os geradores vencedores irão firmar contratos individuais com cada distribuidora.

Na parcela relativa à compra de energia, o maior influenciador são os preços obtidos nos leilões que já ocorreram.

As principais incertezas na tarifa final de energia estão no despacho termelétrico, no PLD e nos encargos (ESS e ERR).

O despacho termelétrico influencia o custo de contratos de compra por meio de contratos firmados por disponibilidade, conforme detalhado na Seção 3.3.1. A distribuidora paga uma receita fixa para a usina ficar disponível para o sistema e quando a mesma é despachada pelo ONS a distribuidora paga uma receita variável, de modo que a incerteza existe na parcela variável. O PLD influencia na tarifa de distribuidoras que estão involuntariamente subcontratadas e foram autorizadas a repassar à tarifa os custos de compra da energia no mercado *spot*.

O ESS representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado. Esse custo é devido por todos os consumidores de energia e pago aos agentes de geração que prestarem serviços não remunerados pelo PLD. O ESS é composto por encargo de serviços de restrição de transmissão e encargo de serviços ancilares. O encargo de serviços ancilares é calculado através da soma do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, investimentos para prestação de serviços ancilares e o custo de operação como compensador síncrono. A maior parte desse encargo refere-se ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão. O Encargo de Energia de Reserva (ERR) está detalhado na Seção 3.2 e também é pago por todos os consumidores de energia. Apesar de estes encargos afetarem o custo de energia de todos os consumidores, sejam livres ou cativos, eles integram a parcela da Tarifa de Energia, dificultando a análise sobre o preço da energia no mercado regulado.

## **2.5 Regras gerais de comercialização**

### **2.5.1 Garantia física**

Dada a opção de despacho centralizado no SIN, algumas regras de comercialização de energia foram estabelecidas para não lesar os agentes do setor. Como um agente de geração

não determina o montante de energia que irá gerar, é determinado para cada usina uma quantidade de energia que ela pode vender. Esta quantidade é denominada garantia física. Anteriormente, o termo garantia física era denominado energia assegurada.

O valor da garantia física de uma usina independe da sua geração real e está associada às condições no longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema. Ela é obtida por meio de simulações da operação. Em termos de comercialização, a garantia física constitui a quantidade de energia que a usina pode comercializar em contratos, subtraindo-se desse montante sua parcela devida de perdas de energia na rede básica e na distribuição. As perdas da rede básica são repartidas entre todos os agentes de geração e consumo conectados à rede básica, na proporção dos montantes de energia que efetivamente acessam. Perdas internas, é o montante de energia apurado entre a diferença dos medidores para medição bruta (terminal do gerador) e medição de faturamento (ponto de entrega da energia). Toda usina possui um fator de perdas internas. Também será considerado neste montante de energia disponível para venda a disponibilidade da usina. Anteriormente ao ano de 2010, usinas novas que não vendiam energia em leilões não possuíam garantia física definida e nesse caso podiam comercializar a sua real geração de energia.

Simplificadamente, a quantidade de energia que a usina pode vender é definida como:

$$GL = (G \cdot IND) - FP \quad (2.2)$$

Para usinas despachadas centralizadamente pelo ONS a garantia física livre da usina pode ser reduzida através do fator de indisponibilidade da usina ( $IND$ ). Esse fator mede se a usina cumpriu ou não suas obrigações com o SIN e gerou energia quando foi despachada pelo ONS. Ele é estabelecido de acordo com a relação entre os índices de disponibilidade verificados, em cada mês de apuração, e seus respectivos índices de referência de disponibilidade, limitado a 100%. A maneira de calcular esses índices é diferente para cada usina com modalidade de despacho diferente junto ao ONS. O cálculo do fator de indisponibilidade é dado como:

$$IND = \min \left\{ 1, \frac{ID^y}{ID_{ref}^y} \right\} \quad (2.3)$$

Para usinas não despachadas pelo ONS<sup>3</sup>, como é o caso da maior parte das usinas de biomassa, eólicas e PCHs o índice de disponibilidade da usina no mês  $ID^y$  e o índice de referência de disponibilidade no mês  $ID_{ref}^y$  correspondem a um, de modo que não terão sua

---

<sup>3</sup>Usinas não hidráulicas com modalidade de despacho tipo IB, IIB ou III, ou para usina hidráulica, participante do MRE, com modalidade de despacho tipo II ou III.

garantia física reduzida através deste fator, pois a garantia física destas usinas é determinada com base na sua geração.

A garantia física de um empreendimento é definida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com base em um rateio da garantia física do SIN entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema. A garantia física do SIN correspondente à máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. O rateio da garantia física do SIN é efetuado em dois blocos: oferta hidráulica e oferta térmica. O rateio da oferta hidráulica, pelo conjunto das usinas hidrelétricas da configuração, é feito proporcionalmente à energia firme de cada usina, obtidas com auxílio de um modelo de simulação. E o rateio da oferta térmica entre as UTEs é limitado à disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE e com o eventual excedente de oferta sendo distribuído entre as demais UTEs, também limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina.

Para as PCHs, a garantia física é calculada como sendo a média de geração que as usinas seriam capazes de gerar considerando um histórico de vazões de, no mínimo, trinta anos. Além disso, o empreendedor deve declarar diversos dados das usinas, de forma a possibilitar a realização desse cálculo. PCHs pertencentes ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) estão sujeitas à revisões de suas garantias físicas.

Para usinas de biomassa, o gerador informa à EPE a disponibilidade de energia que pode entregar ao SIN e tem a sua garantia física definida com base nessa declaração. Usinas eólicas também têm um procedimento semelhante a este na definição de sua garantia física, porém, o valor declarado de disponibilidade informado pelo gerador necessita ser igual ou inferior aos valores de produção de energia apresentados no estudo de medição anemométrica. Estas usinas são consideradas totalmente inflexíveis e normalmente não são despachadas pelo ONS. No caso de usinas de biomassa e eólicas, caso a geração verificada seja inferior à sua garantia física, o agente estará sujeito a penalidades (EPE, 2008).

Para usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS, a garantia física é revista a cada cinco anos<sup>4</sup>, ou na ocorrência de fatos relevantes. São considerados entre os fatos relevantes, quando após o 48º mês de operação comercial a usina tiver gerado um montante inferior a 80% de sua garantia física e nesse caso terá a revisão de sua garantia física para baixo. E terá sua garantia aumentada se tiver gerado um montante superior a 120% de sua garantia física. A partir do 60º mês de operação comercial a garantia física poderá ser revista quando o empreendimento apresentar uma geração média de energia elétrica inferior a

---

<sup>4</sup>Portaria nº 463 de 3 Dezembro de 2009.

90% ou superior a 110% da garantia física. Também poderá ocorrer revisão de garantia física quando o empreendimento apresentar modificação comprovada das características técnicas, com consequente alteração da sua capacidade de produção de energia elétrica. O valor da garantia física será revisto, quando existir as condições dadas acima, para a média de sua geração (em MW médio), conforme a seguinte equação:

$$\bar{E}G = \frac{12}{8760} \cdot \frac{\sum_{k=4}^n EG^y}{n} \quad (2.4)$$

em que  $k = 1, 2, \dots, n$ .

Porém, estas revisões não poderão implicar redução superior a 5% do valor estabelecido na última revisão, limitadas às reduções, em seu todo, 10% do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão<sup>5</sup>. Caso a usina tenha sua garantia física revisada, o seu novo valor passará a vigorar após seis meses da data de cálculo.

Para usinas eólicas e biomassa ainda não há regulamentação para a revisão de suas garantias físicas.

## 2.5.2 Balanço e lastro

Dois conceitos fundamentais no processo de comercialização de energia no Brasil: balanço e lastro de venda de energia. O balanço da usina refere-se ao processo de liquidação de energia na CCEE, brevemente descrito na subseção 2.3.3. Esse processo é realizado mensalmente e considera para a sua apuração a energia gerada e consumida no mês pela usina e os montantes comprados ou vendidos no mês pela usina, conforme a seguinte equação:

$$D^y = \sum_{m \in M_1} (EG_m^y + EB_m^y - EL_m^y - E_m^y) \quad (2.5)$$

$$RL^y = D^y \cdot PS^y \quad (2.6)$$

Quando existe um desbalanço entre as partes, a diferença é liquidada ao preço *spot* de energia, conforme mostra a figura 2.9. Note que aqui não aparecem contratos por disponibilidade e/ou contratos de energia de reserva, pois estas parcelas de venda, quando existem, possuem um tratamento diferente nas regras de comercialização, conforme veremos no capítulo 3. Aqui pode existir um débito financeiro para a usina, mas não é apurada nenhuma penalidade para o agente.

---

<sup>5</sup>Decreto N° 2.655, de 2 de julho de 1998.

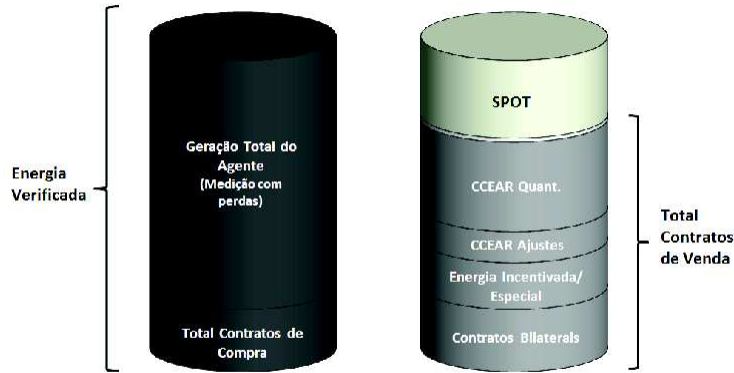


Figura 2.9: Balanço de energia mensal da usina

Fonte: Adaptado de CCEE

A apuração do lastro de venda da usina refere-se à verificação de uma das regras de comercialização que expõe o agente ao pagamento de penalidades. No Brasil uma usina só pode vender a quantidade de energia que é capaz de fornecer ao sistema<sup>6</sup>, ou seja, a sua garantia física, conforme comentado na subseção 2.5.1. Esta verificação é feita mensalmente e considera a média móvel dos últimos doze meses, conforme a seguinte equação:

$$L = \sum_{m \in M} \sum_{y \in Y_{-12}} (CC_m^y - E_m^y) \quad (2.7)$$

Quando o valor do lastro é negativo o agente é penalizado, conforme segue:

$$PL = L \cdot \text{Max} \{ \overline{PS}_{-12}; VR \} \quad (2.8)$$

A cobertura contratual mensal da usina é calculada como:

$$CC^y = \sum EB^y + GL^y \quad (2.9)$$

A verificação de lastro pode ser realizada separadamente por perfil, isto é, quando a usina vende em diferentes tipos de mercados, cujas regras são diferentes, divide-se a garantia física da usina entre diferentes tipos de agente: principal e vinculados. Esta separação pode tratar-se da representação de vendas em leilões regulados ou tipos diferentes de energia no mercado livre (convencional e incentivada). Esta separação faz-se necessária pois nem todos

<sup>6</sup>Com exceção dos autoprodutores de geração que podem utilizar contratos de compra para lastrear contratos de venda.

os contratos de compra servem de lastro na apuração da penalidade. A figura 2.10 mostra como é feita essa modelagem. Dessa forma, a geração real da usina é mensalmente dividida na mesma proporção de garantia física vendida em cada mercado.

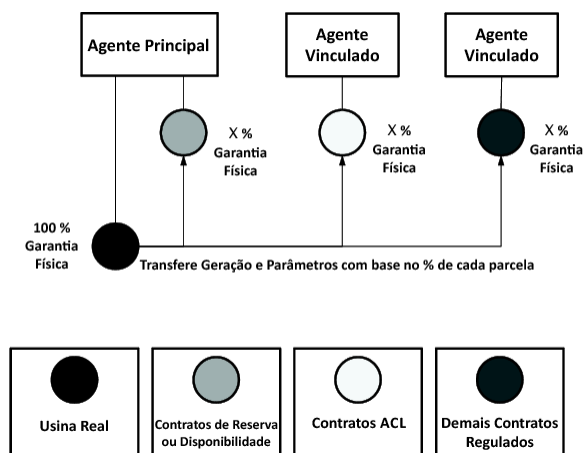


Figura 2.10: Modelagem de usinas

Fonte: Adaptado CCEE (2012)

### 2.5.3 Mecanismo de realocação de energia

O Mecanismo de realocação de energia (MRE), que tem como objetivo assegurar que todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de garantia física independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física do sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo. A figura 2.11 ilustra este processo. Mensalmente cada usina pertencente ao MRE será doadora ou recebedora do MRE, conforme sua geração e esta transferência está atrelada a uma compensação financeira valorada à tarifa de otimização energética (TEO). O valor da TEO é definido anualmente pela Aneel por meio de resolução específica e atualmente encontra-se em torno de R\$9,50 o MWh.

Quando o sistema todo produz mais que sua garantia física total, cada usina fica com uma quota da sobra do sistema, que é chamada de energia secundária. E então cada gerador pode vender esta energia no mercado *spot*. Porém, quando a geração total do MRE está abaixo do total da garantia física, cada gerador terá a sua garantia física ajustada a níveis mais baixos pelo Fator de Ajuste de Energia Assegurada ( $GSF_j$ ), e cada usina fará a compensação pela perda dessa energia valorada ao preço *spot*.

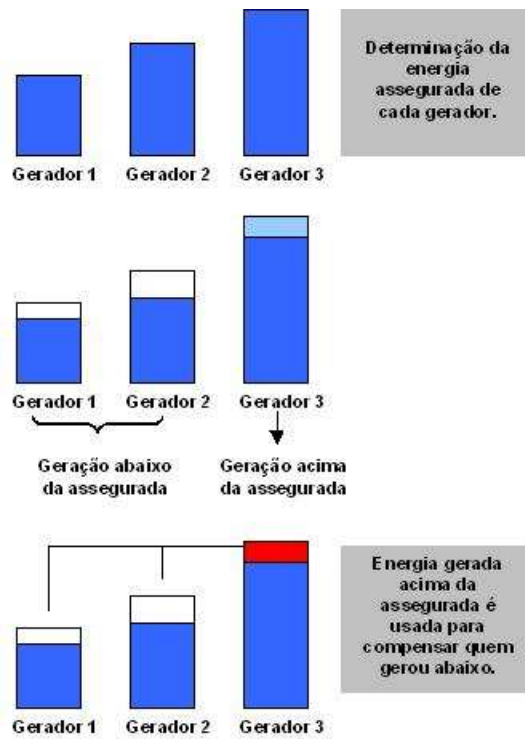


Figura 2.11: Mecanismo de realocação de energia

Fonte: Adaptada de guia do cliente livre; Duke Energy.



# Capítulo 3

## Contratos de energia elétrica

Neste capítulo serão apresentados os principais tipos de contratos utilizados na comercialização de energia elétrica: contrato a termo e contrato de opções firmados no mercado livre; contrato de energia de reserva (leilão) e contratos firmados no mercado regulado (leilão).

### 3.1 Contratos no mercado livre

#### 3.1.1 Contrato a termo

Um contrato a termo (*forward*) é um dos derivativos mais simples. É um acordo de compra ou venda de um ativo em determinada data futura, por preço especificado (Hull, 1998). O contrato a termo é um instrumento de garantia de preço tanto para o comprador como para o vendedor. O contrato a termo pode ser negociado mediante um contrato particular, não sendo em geral negociado em bolsa.

A parte que se propõe a comprar a energia no futuro a um preço determinado assume a posição comprada, enquanto a outra parte passa, por outro lado, a assumir uma posição vendida. Pelo jargão do mercado, a parte que é compradora tem uma posição comprada (*long*) e a vendedora, uma posição vendida (*short*). O preço determinado, por sua vez, é chamado de preço de entrega.

A figura 3.1 apresenta um tipo de contrato a termo padrão, em que a carga  $x$  constante é entregue ao longo da duração do contrato que se expira em  $T$ . O montante de energia negociada no contrato é então da por  $E = x \cdot T \cdot \Delta t$ .

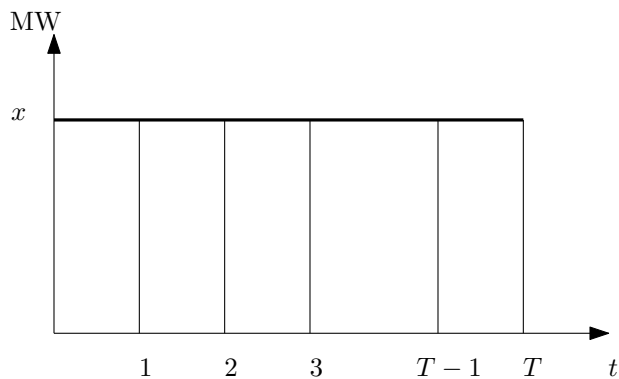


Figura 3.1: Contrato a termo

No contrato a termo padrão a carga é inflexível, ou seja:

$$x_t = \text{constante}$$

### ***Contrato a termo flexível***

O contrato a termo flexível é um derivativo bastante utilizado no mercado de energia elétrica. Assim como o termo tradicional, ele envolve um acordo entre duas partes para comprar ou vender uma mercadoria, numa data futura, por um preço preestabelecido. Porém, existe uma flexibilidade em alguma das variáveis do contrato, de acordo com o desejo de uma ou ambas as partes (Palamarchuk, 2003). Uma das principais flexibilidades é a permissão de uma faixa de escolha da quantidade de energia contratada definida pelo limite máximo e mínimo de energia em cada intervalo de discretização.

A figura 3.2 considera um Contrato a termo flexível que permite ajustes na determinação da carga contratada  $x_t$ , em cada intervalo de tempo  $t$ . O montante de energia negociado  $E$  até o vencimento do contrato é constante.

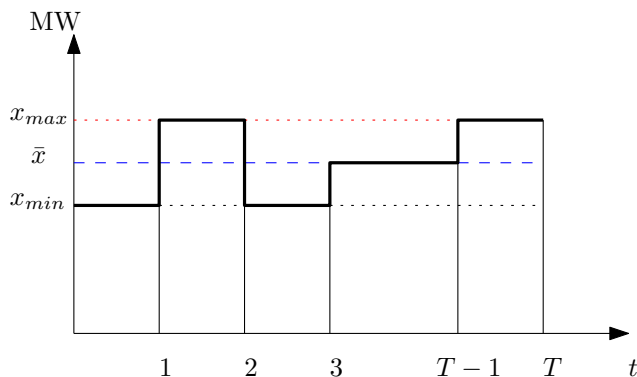


Figura 3.2: Contrato a termo flexível

A energia a ser entregue no horizonte  $T$  tem um volume total prédefinido, que é dado por:

$$E = \sum_{t=1}^T x_t \Delta t.$$

Ademais, o volume entregue em cada mês é limitado inferior e superiormente,  $X^{min} \leq X_t \leq X^{max}$ .

O comprador de um contrato com estas características beneficia-se por não precisar prever com exatidão seu consumo de energia em cada intervalo de discretização, além de poder ter vantagens com a liquidação do excedente de energia na CCEE. Isto é, supondo que em um determinado intervalo de discretização o PLD encontre-se em um patamar de preço superior ao preço do contrato e o comprador não consuma seu volume máximo de energia contratada, o comprador poderá requerer ao vendedor o volume máximo e liquidar na CCEE seu excedente, ganhando a diferença de preço.

### 3.1.2 Contrato de opções

Contratos de opções são apenas negociados no ambiente de contratação livre de energia. Uma opção é o direito, mas não a obrigação, de comprar (ou vender) um ativo a termos específicos. Normalmente há um preço definido e um intervalo de tempo específico em que a opção é válida (Luenberger, 1998). Esta é a característica que distingue as opções dos contratos futuros e a termo, sob os quais o detentor é obrigado a comprar ou vender o ativo objeto.

Normalmente uma opção tem um preço, e chamamos este preço de prêmio. O prêmio deve ser uma pequena fração do preço da opção do ativo. Se o portador da opção de fato compra ou vende o ativo de acordo com os termos da opção, dizemos que ele exerce a opção. O prêmio original não é recuperado em nenhum caso.

No caso de energia elétrica, as opções podem ser interpretadas como um seguro para as flutuações dos preços no mercado *spot*. O preço de exercício, ou *strike price*, é o preço pelo qual a energia pode ser comprada durante o exercício da opção. Uma opção que dá o direito de vender algo é chamada de *put option*. Quando a opção de venda não é exercida, o investidor pode vender a energia no mercado de curto prazo.

#### *O valor de uma opção*

Os fatores que podem afetar o preço de uma opção normalmente são: preço de curto prazo, preço de exercício e tempo para o vencimento.

Se uma opção de compra de energia tem um preço de exercício (*strike price*)  $K$ , e que na data de vencimento o preço PLD da energia é  $S_T$  então o valor da opção neste horizonte pode ser avaliado como:

- Se  $S_T < K$ , o valor da opção é zero. Isso porque, nos termos da opção, pode-se exercer a opção e comprar a energia por  $K$ , mas não exercendo a opção poder-se-ia comprar a energia no mercado de curto prazo pelo preço menor  $S_T$ . Portanto, a opção não será exercida, por esta ser a pior alternativa.
- Se  $S_T > K$ , então a opção possui valor. Exercendo a opção, pode-se comprar a energia por  $K$  e vendê-la no mercado de curto prazo por  $S_T$ . O lucro será  $S_T - K$  e, portanto, este é o valor da opção.

Em ambos os casos, o valor de uma opção de compra  $C$  na data de vencimento é:

$$C = \max(S_T - K, 0) \quad (3.1)$$

Que significa que  $C$  é igual ao máximo do valor 0 ou  $S_T - K$ .

O oposto ocorre com uma opção de venda. Uma opção de venda dá o direito, mas não a obrigação, de vender a energia a um dado preço de exercício. Se uma opção de venda de energia possui um preço de exercício  $K$ :

- Neste caso, se o preço de curto prazo  $S$  da energia na data de vencimento for  $S_T > K$ , então a opção é pior, pois exercendo a opção poder-se-ia vender a energia por  $K$ , mas no mercado de curto prazo pode-se vender por  $S_T$ . Assim, a opção não seria exercida.
- De outro modo, se  $S_T < K$ , a opção de venda possui valor. Poder-se-ia comprar a energia no mercado de curto prazo por  $S_T$  e exercer a opção de vender a energia pelo melhor preço  $K$ . O lucro seria  $K - S_T$ , que, portanto, é o valor da opção.

A fórmula geral para o valor de uma opção de venda  $P$  na data de vencimento é:

$$P = \max(K - S_T, 0) \quad (3.2)$$

A análise anterior focou-se no valor de uma opção no momento em que esta vence. Entretanto, opções de compra ou opções de venda têm valores no tempo que antecede o vencimento desde que elas produzam o potencial para o exercício futuro.

Opções americanas, que podem ser exercidas a qualquer momento até a data de vencimento, tendem à ser mais valiosas conforme aumenta o prazo para o vencimento. Suponha duas opções iguais com datas de vencimento diferentes. O portador da opção de longa duração tem as mesmas oportunidades de exercício que o portador da opção de curta duração e outras mais conforme as oportunidades que surgirem para este portador no tempo restante.

No caso de opções europeias, que só podem ser exercidas na data de vencimento, o tempo nem sempre conta a favor do portador da opção. Pode-se supor que algum evento seja esperado no curto prazo, tal como chuva intensa, e ele cause queda no preço da energia. O portador da opção de longa duração não poderia exercer a opção antes da queda esperada do preço da energia. Neste caso, a opção de curta duração teria valor maior que a opção de longa duração.

### 3.2 Contrato de energia de reserva

O contrato de energia de reserva é um contrato decorrente de um leilão público. Esse tipo de leilão é restrito a fontes alternativas de energia. O objetivo do Leilão de energia de reserva (LER) é fornecer potência horária ao sistema interligado nacional devido ao déficit de energia existente em decorrência da diferença entre a soma das garantias físicas dos empreendimentos existentes e a suas respectivas gerações. O comprador desta energia é a CCEE e posteriormente o custo dessa energia é repassado a todos os consumidores de energia através de um encargo setorial. Dessa forma, esse contrato não é exclusivo do mercado regulado ou livre, pois atende a todo o mercado elétrico.

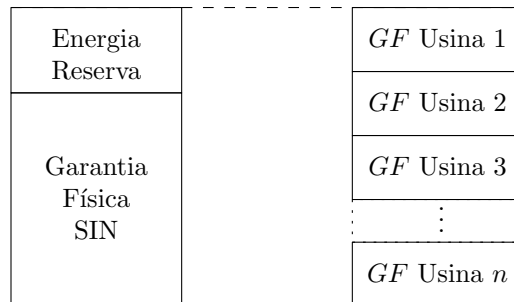


Figura 3.3: Energia de reserva

Fonte: Adaptado de CCEE

### 3.3 Contratos no ambiente regulado

Todo contrato do mercado regulado é derivado de um leilão público. O comprador deste leilão são as distribuidoras de energia.

#### 3.3.1 Tipos de contrato

Os contratos derivados de leilões públicos podem ser: contrato por quantidade ou contrato por disponibilidade.

No contrato por quantidade, o vendedor deve colocar à disposição do comprador um montante de energia contratada valorado à um preço fixo. Ele possui as mesmas características de um contrato a termo ou um contrato a termo flexível. Caso não consiga entregar essa energia ao comprador, ele terá que comprar a energia no *spot* ao PLD ou comprar energia de outro vendedor. Porém, cada leilão possui regras diferentes de como a energia não entregue pode ser ressarcida.

No contrato por disponibilidade, o vendedor deve colocar à disposição do comprador uma parcela (ou toda ela) da garantia física de sua usina. Neste contrato, as usinas são enquadradas em dois tipos de tratamento diferentes: Usinas de biomassa e eólica, que não são despachadas pelo ONS, e demais usinas (que são despachadas pelo ONS). Usinas que são despachadas pelo ONS possuem um Custo Variável Unitário (CVU) que corresponde ao custo com o combustível para a geração de 1 MWh. Usinas de biomassa apresentam um perfil de geração vinculado ao período de safra, e o atendimento do contrato é verificado com base na quantidade de energia gerada no ano. Estas usinas não possuem CVU, e o custo de geração já está embutido no contrato. Na prática, ele possui as características de um contrato por quantidade.

Para as outras usinas o atendimento do contrato é feito por meio da disponibilidade que essas usinas apresentam, não sendo necessária a entrega física de energia. O custo de geração não está incluído no pagamento mensal resultante do leilão. Elas recebem uma receita fixa, que corresponde ao valor anual solicitado pelo vendedor para construir e manter a usina. E, se são despachadas, recebem a receita variável.

Normalmente a precificação de um contrato por quantidade é feita de maneira imediata. Isto é, o investidor precifica a energia de modo que a receita fixa remunere os custos fixos e operacionais de sua usina, e os custos transacionais na CCEE, através de:

$$P_m = \frac{RF}{E_m}$$

Para precificar um contrato por quantidade, de maneira conservadora, na composição dos seus custos, o investidor deve considerar que a usina sempre será despachada pelo ONS. Isto resultará em preços que realmente remunerem seus custos de geração, como se ela tivesse que produzir toda a energia vendida. Na prática, uma usina despachada pelo ONS poderá receber uma receita extra. Caso não seja despachada em determinado período, ela terá que entregar a energia vendida sem ter gerado. De modo que no processo de contabilização da CCEE<sup>1</sup> ela terá que pagar o preço *spot* pela energia não gerada em seu contrato. Mas esta situação sempre é benéfica para usinas térmicas, pois estas usinas apenas não serão despachada quando o preço *spot* for inferior ao seu custo variável de operação.

Já em um contrato por disponibilidade os riscos e benefícios sistêmicos são reduzidos para a usina, pois o investidor não precisa prever as situações que será despachado. Este tipo de contrato possui as mesmas características de um contrato de opção de compra para o consumidor. O consumidor só exerce a opção quando o preço de exercício, que aqui corresponde ao CVU da usina, for inferior ao preço *spot*. E o prêmio da opção é a receita fixa do contrato.

### 3.3.2 Tipos de leilões

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as distribuidoras são obrigadas a adquirir energia por meio de leilões públicos em quantidade suficiente para garantir o atendimento à totalidade de seu mercado para os próximos cinco anos. Neste mercado ocorrem os seguintes tipos de leilões: leilão de energia nova, leilão de energia existente e leilão de ajustes.

Nos leilões de energia nova a energia negociada é oriunda de novos empreendimentos de geração. Se considerarmos A como o ano previsto para o início do suprimento de energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição nos leilões de energia, o cronograma para a realização dos leilões por ser no quinto ano anterior ao ano A (chamado ano A - 5) ou no terceiro ano anterior ao ano A (chamado ano A - 3), quando é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de geração. Os contratos podem ter duração de 15 a 30 anos. Não há limite para a compra. Os leilões de energia nova podem ser para diferentes tipos de fontes ou restritos a fontes alternativas de energia.

Nos leilões de energia existente a energia é proveniente de empreendimentos existentes. No ano anterior ao ano A (chamado ano A - 1), é realizado o leilão para aquisição de energia. Os contratos podem ter duração de 2 à 15 anos. Existe um limite de compra para a distribuidora que corresponde à quantidade de reposição somada a 0,5% de sua carga.

---

<sup>1</sup>vide 2.3.2

Este tipo de contrato permite a devolução de parte do volume contratado quando ocorre a saída de um consumidor livre ou até 4% por erro de projeção de mercado. Essas devoluções ocorrem através do mecanismo de sobras e déficits (MCSD). O repasse desta compra para a tarifa de energia é feito integralmente.

Além disso, poderão ser promovidos leilões de ajuste, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga. Neste caso o contrato pode ter duração de até dois anos. O repasse dessa compra para a tarifa de energia é limitado ao Valor de Referência (VR).

### **3.3.3 Comentários**

Este capítulo procurou apresentar os principais tipos de contratos utilizados no mercado livre e no mercado regulado. Porém, não foi dado foco para técnicas de precificação de contratos e estratégias que auxiliem o empreendedor a vencer em um leilão com a maximização do retorno, pois o foco deste trabalho não é definir quanto o preço da energia deve valer em determinado contrato. O objetivo foi apresentar as possibilidades de contratação para uma usina de geração. Para trabalhos que envolvem técnicas de precificação de contratos consultar: Gunn (2008) implementou um modelo de lattice binomial para precificar contratos inflexíveis de energia (termo e opção) estimando o valor presente líquido esperado e o valor ao risco condicional. Takahashi (2008) realiza a precificação de contratos flexíveis de energia (termo e opção), desenvolvendo um modelo de programação dinâmica estocástica para precificação de contratos flexíveis de energia elétrica, com destaque para os dois tipos usados com maior frequência: contrato a termo flexível e contrato de opção flexível. Para trabalhos que abordem leilões consultar: Krishna (2002), Azevedo e Correia (2006) e Munhoz (2008).



# Capítulo 4

## Portfólio de contratos de energia elétrica

Uma alternativa para uma empresa de geração se proteger do risco do preço da energia através de um único instrumento, como um contrato a termo, por exemplo, é o de se diversificar suas operações a fim de se buscar uma redução dos riscos. Esta diversificação de operações pode ser entendida como um portfólio. Otimização de portfólio é uma técnica largamente utilizada para seleção de investimentos na área econômico-financeira. No setor elétrico brasileiro o modelo de portfólios deve não só considerar diferentes tipos de contratos utilizados no mercado livre e no mercado regulado, mas também diferentes tipos de mercados: o mercado livre, o mercado cativo e o mercado *spot*. Normalmente, a questão é saber qual a proporção de energia deve ser comercializada em cada mercado.

Raramente decisões econômicas são tomadas em condição de absoluta certeza. Em geral, os investimentos são avaliados em termos de taxas de retorno, e na medida em que não se possa determinar adiantadamente qual será a taxa de retorno, tem-se uma situação de incerteza ou de risco.

A eliminação total dos riscos é economicamente inviável ou mesmo impossível. E situações de risco, muitas vezes, podem oferecer grande possibilidade de ganho. Decisões econômicas são encaradas em um contexto risco-retorno, ou seja, decisões que envolvem maior risco só são aceitáveis se proporcionarem maiores retornos. A decisão de investimento sempre inclui dois componentes: análise do retorno esperado e análise do risco assumido.

### 4.1 Fluxo de caixa determinístico

Avaliar os resultados econômicos de um investimento consiste em analisar a rentabilidade total do projeto, considerando todas as receitas e despesas ao longo de certo período de análise. Dentre as ferramentas de análise do retorno determinístico, são usuais:

- Valor presente líquido
- Taxa interna de retorno
- Período de *payback*

#### 4.1.1 Valor presente líquido

Valor Presente Líquido (VPL) é a soma algébrica das receitas e das despesas de um fluxo de caixa, devidamente atualizadas para o momento presente por uma taxa de desconto preestabelecida. O critério de decisão é tal que, se  $VPL > 0$ , o investimento é viável. Caso  $VPL < 0$ , o investimento é inviável.

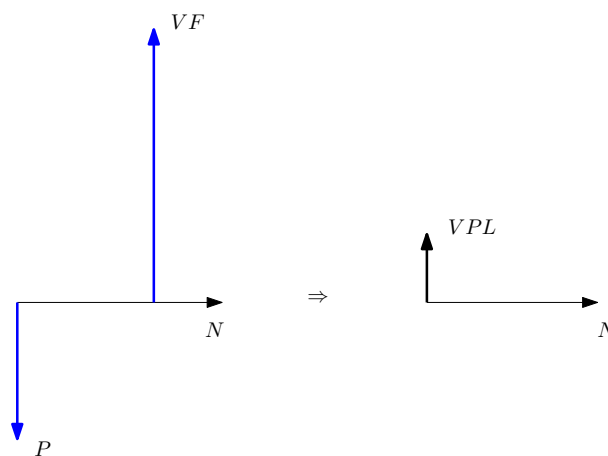


Figura 4.1: Fluxo de caixa determinístico

#### 4.1.2 Taxa interna de retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR), ou a taxa de rentabilidade interna, é igual à taxa de desconto que anula o VPL, ou seja, iguala receitas e despesas observadas nos vários períodos de um fluxo de caixa. A TIR exprime a rentabilidade média do capital investido em um projeto e só depende das características deste. Calculada a TIR, o valor encontrado deve ser comparado com a taxa mínima de atratividade arbitrada pelo empreendedor para as condições de viabilização do projeto considerado. Se  $TIR > \text{mínimo}$ , o investimento é considerado viável, caso contrário, inviável.

Um dos procedimentos de solução é por tentativa e erro, ou seja, arbitrando valores de taxas de desconto até que se encontre aquela que representa a solução. Outra alternativa é resolver o problema graficamente, encontrando o valor que iguala receitas e despesas. De

outro modo, matematicamente a TIR corresponde a uma das raízes de um polinômio de grau  $n$ .

### 4.1.3 Período de retorno (*payback*)

O *payback* clássico é definido como o número de períodos necessários para que o investidor possa recuperar o investimento inicial por meio das receitas líquidas. Em princípio, um projeto tem mais mérito quanto menor o período de recuperação do investimento inicial. Quanto menor o *payback*, menor o risco do investimento.

Apesar de amplamente utilizado na análise de viabilidade econômica de projetos, é um método que apresenta sérias deficiências. Primeiro, não considera o valor temporal dos recursos monetários, ou seja, em princípio é igual o *payback* ser de três anos, com concentração das receitas líquidas no final do período, como a concentração ocorrer no início do período. Segundo, o *payback* não dá qualquer informação sobre o que acontece com o fluxo de caixa após o instante em que se alcança o retorno do investimento.

## 4.2 Fluxo de caixa aleatório

No caso de fluxo de caixa aleatório, as medidas de retorno apresentadas anteriormente devem ser relativizadas, devendo-se assim observar tanto a rentabilidade esperada quanto sua volatilidade. Então o retorno pode ser avaliado com as seguintes medidas:

- Valor presente líquido esperado
- Taxa interna de retorno esperada
- Período de *payback* esperado

A estas medidas de retorno, devem acrescentar medidas de risco, sendo as mais usuais:

- Volatilidade
- Arrependimento MinMax
- Valor ao risco
- Valor ao risco condicional

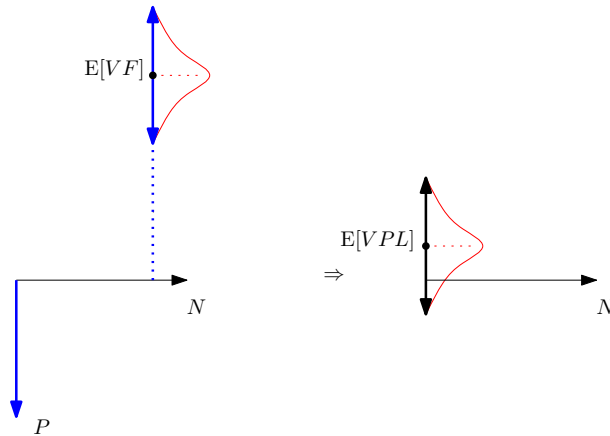


Figura 4.2: Fluxo de caixa aleatório

O conceito de risco normalmente é empregado como a possibilidade de se correr perigo. Porém, este conceito, muitas vezes, é relativo para cada pessoa ou instituição. Na análise do risco, normalmente nos norteamos por probabilidade, consequência e incerteza.

Em estatística, a definição de risco está associada à probabilidade de falha. A probabilidade de ocorrência é um fator determinante para o risco. Se a chance de determinado evento ocorrer for mínima, podemos estar propensos ao risco. A consequência está associada ao dano que o evento desfavorável poderá gerar à pessoa ou à instituição que se expôs ao risco.

Em economia e finanças, risco pode ser definido como o nível de incerteza na obtenção do retorno esperado em uma determinada aplicação financeira ou investimento realizado. A incerteza também está associada ao risco, pois é difícil determinar o peso de um risco em termos de consequência e probabilidade se você não tiver dados suficientes para analisar. Knight (1921) faz a distinção entre risco e incerteza, em que risco refere-se a situações nas quais se podem associar probabilidades aos eventos, e incerteza é empregado nas situações nas quais não se pode expressar em termos de probabilidades.

#### 4.2.1 Volatilidade

A volatilidade é uma variável que mostra a intensidade e a frequência das oscilações nas cotações de um ativo financeiro, sendo a medida de risco mais simples e mais usada. A volatilidade pode ser definida simplesmente como o desvio-padrão do valor do contrato. O desvio-padrão é a medida de dispersão mais empregada, pois leva em consideração a totalidade dos valores da variável em estudo. É um indicador de variabilidade bastante estável. O desvio-padrão é definido como a raiz quadrada da variância. Quanto maior for o desvio-padrão, maior a dispersão das expectativas em torno da média ou retorno esperado

e, conseqüentemente, maior o risco (ou incerteza) do investimento.

Porém, o desvio-padrão não é uma boa medida de risco no caso de distribuições assimétricas. O desvio-padrão penaliza igualmente flutuações positivas e negativas ao redor do valor esperado. Se a variável aleatória é o retorno do investimento, interessa apenas os desvios abaixo da média para caracterizar o risco.

#### **4.2.2 Arrependimento MiniMax**

O critério Minimax se baseia em uma visão pessimista do problema. Supõe-se que, escolhido um determinado modelo, ocorrerá o pior evento possível. A alternativa será escolhida como aquela que tem a melhor entre as piores opções de todas as alternativas. Em outras palavras, deve-se minimizar o máximo arrependimento relativo a cada cenário, sendo o arrependimento a cada cenário a diferença entre o custo real e aquele calculado para um determinado cenário, sabendo-se previamente que ele ocorrerá (de referência).

#### **4.2.3 Valor ao risco: VaR**

A noção de risco de um portfólio está associada ao fato de que seu retorno em um dado período de tempo não pode ser conhecido de antemão. Ao contrário, existe um conjunto de retornos possíveis. As probabilidades de ocorrência de cada um dos elementos deste conjunto irão determinar, em última instância, o potencial de perda da carteira. Sob este aspecto, o ponto de partida para gerar uma medida de risco é o conhecimento da distribuição de probabilidades dos retornos, ou seja, da função que liga retornos possíveis à sua respectiva possibilidade de ocorrência expressa numa medida de probabilidade. Essa função permite que se faça uma afirmação probabilista a respeito das variações adversas de um portfólio.

O valor em risco, mais conhecido como *Value at Risk (VaR)*, foi desenvolvido pelo banco JP Morgan, para mensurar, de forma eficiente e prática, a perda que uma instituição poderia sofrer. O VaR é a perda máxima em um determinado horizonte de tempo e dada uma probabilidade de ocorrência (nível de confiança), a que o investidor está sujeito quando aplica em um determinado ativo financeiro. Por exemplo, se uma carteira tem um VaR de R\$ 10.000, em um determinado mês ou período, com um intervalo de confiança de 95%, isto equivale dizer que há 5% de probabilidade da carteira perder mais de R\$ 10.000 nesse mês e 95% de probabilidade da carteira perder menos que R\$ 10.000. Sua simplicidade em resumir a avaliação do risco de uma instituição utilizando um único número o tornaria um padrão de mercado no final dos anos 1990. O nível de confiança adotado normalmente está entre 94% e 99% e através dele leva-se em conta o grau de aversão ao risco a que o investidor está

exposto e o custo por uma perda que ultrapasse o VaR.

Segundo Jorion (1997), o VaR deve ser visto como um procedimento necessário, mas não suficiente para o controle do risco. O VAR não deve ser utilizado como gestor de riscos independente, mas sim controlado e limitado. Para Shahidehpour et al. (2002), VaR é uma medida viável para a análise de risco que considera muitos fatores de risco sintéticos e fornece um único número para avaliar o efeito de risco. Para Rockafellar e Uryasev (2002), o VaR é instável e difícil de trabalhar. Uma grande lacuna do VaR é que ele não fornece uma extensão dos prejuízos a que o investidor está exposto, isto é, ele não distingue entre as situações em que os prejuízos poderiam ser um pouco pior ou completamente esmagadoras.

A figura 4.3 mostra um portfólio de distribuição do preço do PLD. O valor esperado do PLD é de R\$ 130,00 e há 5% de chance do PLD ser R\$ 23,00 (chamamos este valor de receita ao risco – RAR). Desta forma, o VAR deste portfólio vale  $E[x] - RAR$  que corresponde a R\$ 107,00, e isto significa que há 5% de probabilidade de o PLD valer menos que R\$ 23,00, ou dito de outra forma, há 5% de chance de o prejuízo ser maior que R\$ 107,00.

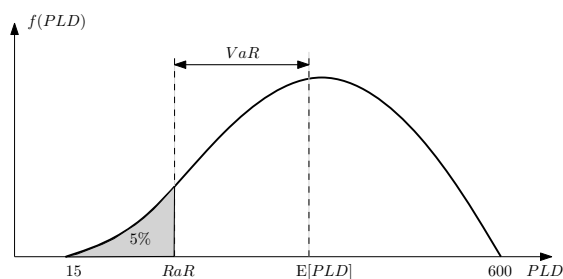


Figura 4.3: *Value at Risk*

Elaboração própria

#### 4.2.4 Valor ao risco condicional

Com a evolução e a melhor compreensão dos eventos relacionados à distribuição do retorno dos ativos, surge uma medida de risco que utiliza em sua estrutura informações sobre eventos que ocorrem nas caudas das distribuições de probabilidades. Esta medida, denominada Valor ao Risco Condicional (*Conditional Value at Risk (CVar)*), tem ocupado destaque na literatura mais recente a respeito de risco e conduz a modelos lineares de grandes dimensões quando empregada para composição de portfólios.

Conforme mostra a figura 4.4, para distribuições contínuas, o CVaR pode ser definido como a média das perdas residentes na porção  $\alpha$  da cauda da distribuição. Ou seja, o CVaR a um nível de confiança  $\alpha$  pode ser definido como o valor esperado condicional das perdas

de um portfólio, dado que as perdas a serem contabilizadas são maiores ou iguais ao VaR. Por exemplo, para  $\alpha = 95\%$ , o CVaR é dado pela média das 5% maiores perdas.

Adotar o CVaR como métrica de risco de um portfólio se caracteriza como uma estratégia de gerenciamento de riscos mais conservadora do que o VaR. Isto porque o CVaR de um portfólio a um nível de confiança  $\alpha\%$  nunca será menor do que o respectivo VaR.

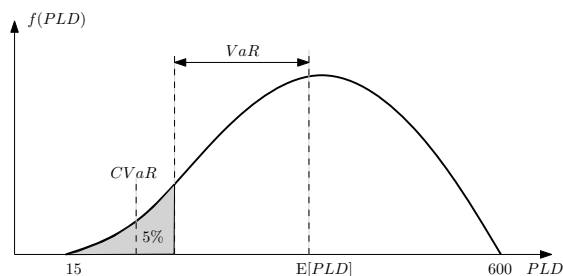


Figura 4.4: *Conditional Value at Risk*  
Elaboração própria

### 4.3 Teoria do portfólio

O investidor (vendedor) deve diversificar seus investimentos para a redução de riscos. O grande diferencial entre a diversificação simples e a diversificação de Markowitz é que nesta são consideradas as correlações entre os ativos do portfólio. O objetivo de Markowitz foi utilizar a noção de risco para compor portfólios para investidores que consideram o retorno esperado algo desejável e a variância do retorno esperado, ou seja, o risco, algo indesejável. O modelo de Markowitz é dado como:

#### 4.3.1 Modelo original de Markowitz

A formulação original de Markowitz corresponde a um programa multiobjetivo não linear em que se procura simultaneamente minimizar o risco, representado pela volatilidade, e maximizar o retorno esperado.

$$\rho^{*2} = \min_{\omega_m \in \mathcal{M}} \left\{ \sum_{m \in \mathcal{M}} \sum_{n \in \mathcal{M}} \omega_m \rho_{mn} \omega_n \right\} \quad (4.1)$$

$$B^* = \max_{\omega_m \in \mathcal{M}} \left\{ \sum_{m \in \mathcal{M}} B_m \cdot \omega_m \right\} \quad (4.2)$$

$$\text{s. a } \sum_{m \in \mathcal{M}} \omega_m \leq 1 \quad (4.3)$$

$$0 \leq \omega_m \leq \alpha, \quad m \in \mathcal{M} \text{ e } 0 \leq \alpha \leq 1. \quad (4.4)$$

Em que:

$\omega_i$  Participação do ativo  $i$  no portfólio;

$\rho_{ij}$  Correlação entre os contratos  $i$  e  $j$ ;

$\rho^*$  Correlação do portfólio.

$b_i$  Valor esperado do contrato  $i$ ;

$B^*$  Valor esperado do portfólio;

$\mathcal{M}$  Conjunto de mercados.

Este problema poderia ser abordado, por exemplo, com o método dos pesos. No entanto, duas outras abordagens são mais usuais: 1) minimização do risco, parametrizado no benefício; 2) maximização do benefício, parametrizado no risco.

### 4.3.2 Maximização do benefício parametrizado no risco

Uma maneira de resolver o problema do portfólio é maximizar o benefício parametrizado no risco. Assim, uma função objetivo-linear é maximizada, sujeita a um conjunto de restrições quadráticas e lineares.

$$B^*(\rho^*) = \max_{\omega_m \in \mathcal{M}} \left\{ \sum_{n \in \mathcal{M}} B_m \cdot \omega_m \right\} \quad (4.5)$$

$$\text{s.a } \sum_{m \in \mathcal{M}} \sum_{n \in \mathcal{M}} \omega_m \rho_{mn} \omega_n \leq \rho^* \quad (4.6)$$

$$\sum_{m \in \mathcal{M}} \omega_m \leq 1 \quad (4.7)$$

$$0 \leq \omega_m \leq \alpha, \quad m \in \mathcal{M} \text{ e } 0 \leq \alpha \leq 1. \quad (4.8)$$



### 4.3.3 Minimização do risco parametrizado no benefício

Nesta abordagem, uma função objetivo-quadrática é minimizada, sujeita a um conjunto de restrições lineares.

$$\rho^{*2}(B^*) = \min_{\omega_m \in \mathcal{M}} \left\{ \sum_{m \in \mathcal{M}} \sum_{n \in \mathcal{M}} \omega_m \rho_{mn} \omega_n \right\} \quad (4.9)$$

$$\text{s.a.} \quad \sum_{m \in \mathcal{M}} B_m \cdot \omega_m \geq B^* \quad (4.10)$$

$$\sum_{m \in \mathcal{M}} \omega_m \leq 1 \quad (4.11)$$

$$0 \leq \omega_m \leq \alpha, \quad m \in \mathcal{M} \text{ e } 0 \leq \alpha \leq 1. \quad (4.12)$$

Neste trabalho, o modelo de Markowitz é resolvido pela minimização do risco, parametrizado no benefício, como mostrado na figura 4.5.

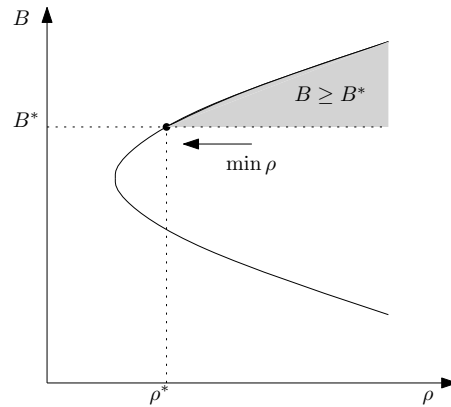


Figura 4.5: Mínimo risco  $\rho$  parametrizado no benefício  $B$

# Capítulo 5

## Modelo de portfólio

O modelo de portfólio apresentado no capítulo 4 engloba duas etapas: cálculo de benefício esperado individual de cada mercado e matriz de coeficientes de correlação entre mercados para cada tipo de fonte de geração. O objetivo aqui é realizar o cálculo de benefício esperado individual de cada contrato para três tipos de usinas diferentes: térmica à biomassa, eólica e pequena central hidrelétrica. Consideramos que estas usinas possuem garantia física definida e modalidade de despacho tipo II e III, ou seja, não são despachadas centralizadamente pelo ONS.

O benefício esperado e a variância, para cada tipo de mercado  $m$ , são simulados considerando:

- Receita do contrato: simulada com a aplicação das regras aplicadas para o mercado  $m$ ;
- Ressarcimento ou receita variável sobre o desvio de geração:
  - Cálculo do desvio: simulado a partir das condições climáticas para cada tipo de fonte mas independente do tipo de contrato;
  - Cálculo do Ressarcimento ou Receita Variável: simulada com a aplicação das regras para o mercado  $m$  e para cada tipo de fonte de geração.

A figura 5.1 ilustra o esquema geral de cálculo do desvio de energia. A garantia física livre  $GL$  é um parâmetro do projeto que determina seu limite máximo legal de contratação;  $E_m$  representa o volume de energia contratado;  $EG^y$  representa a geração real do projeto no mês  $y$  associada a um cenário climático;  $D_m^y$  é o desvio de energia no período também associado a um cenário climático. Considera-se aqui um contrato de venda com montante contratado que corresponde à garantia física livre da usina:

$$E_m = GL \tag{5.1}$$

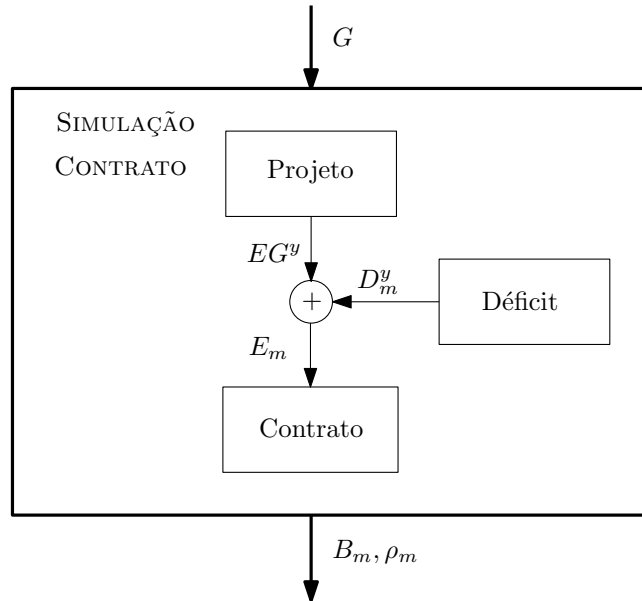


Figura 5.1: Simulação do benefício e do risco de contratos de energia

No mercado livre os tipos de contratos e regras contratuais são definidas pelas partes. Porém, todo contrato de compra e venda de energia, seja no mercado livre, energia de reserva ou mercado regulado, sujeita-se às regras gerais de comercialização Brasileira. Serão consideradas regras contratuais e regras gerais de comercialização. Contratos firmados no mercado livre possuem regras de comercialização que impactam o retorno e ressarcimento de maneira similar para usinas de biomassa ou eólica e regras diferentes para usinas hidráulicas, por causa do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Contratos firmados no mercado regulado e energia de reserva possuem regras contratuais que impactam o retorno e ressarcimento de maneira diferente para cada tipo de fonte de geração.

As simulações apresentadas neste capítulo consideraram o período de cinco anos (60 meses) para todos os contratos. Este período de tempo foi adotado pois o preço *spot* da energia impacta na rentabilidade da maioria dos contratos apresentados. De modo que para aplicar a metodologia aqui apresentada faz-se necessário uma previsão deste preço para todo o período de análise. Conforme será visto no Capítulo 6 a técnica de previsão de preço *spot* adotada fornece resultados para este período de tempo. Porém, caso o leitor necessite realizar a análise por um período de tempo maior, sugiro que isto seja feito com uma replicação da previsão de preço *spot* para períodos iguais subsequentes aos cinco anos aqui adotado,

seguindo um dos procedimentos usuais de engenharia econômica para comparar fluxos de caixas com períodos diferentes (Thuesen e Fabricky, 2010).

## 5.1 Simulação de contratos no mercado livre

No mercado livre todos os contratos são por quantidade. Consideramos aqui dois tipos de contrato: contrato a termo e contrato de opções com regras contratuais idênticas para cada tipo de fonte.

### 5.1.1 Contrato a termo para usinas de biomassa e eólicas

Considera-se aqui um contrato de venda com quantidade contratado fixo e preço composto por uma parcela fixa (ágio) e por uma parcela variável (*spot*).

$$P_F^y = Sp_F^k + PS^y. \quad (5.2)$$

#### *Desvio do contrato*

O desvio do contrato é calculado como:

$$D_F^y = EG_F^y - E_F^y. \quad (5.3)$$

#### *Ressarcimento do contrato*

Caso o desvio seja negativo, o gerador o pagará valorado ao preço *spot* de energia no processo de liquidação de energia na CCEE, conforme visto na seção 2.5.2. Para contratos firmados no ambiente de contratação livre, o vendedor não estará sujeito ao pagamento por indisponibilidade, mesmo que não apresente geração, desde que a energia vendida não ultrapasse o percentual de garantia física livre que o vendedor destinou para este contrato. Ele também poderia pagar o desvio negativo através de um contrato de compra, porém o preço de um contrato de curto prazo sempre seria superior ao preço *spot*, conforme visto no capítulo 2, e esse preço corresponde a:

$$PT^y = PS^y + Sp^y$$

De modo que, se  $D_F^y \leq 0$ , o ressarcimento será dado por:

$$M_F^y = PS^y \cdot D_F^y. \quad (5.4)$$

### ***Receita do contrato***

A receita fixa mensal do contrato será:

$$RF_F^y = E_F^y \cdot P_F^y \quad (5.5)$$

E caso ocorra déficit positivo em determinado mês, o vendedor terá uma receita variável no processo de liquidação da CCEE se  $D_F^y \geq 0$ :

$$RV_F^y = PS^y \cdot D_F^y \quad (5.6)$$

Aqui não consideramos que ele pudesse vender este excedente através de um contrato de venda no mercado livre, pois desta forma ele estaria passível de ser penalizado por falta de lastro.

### ***Benefício do contrato***

O benefício do contrato a termo será calculado como:

$$B_F = \sum_{y=1}^{60} (RF_F^y + RV_F^y - M_F^y). \quad (5.7)$$

#### **5.1.2 Contrato a termo para PCH**

Consideramos aqui uma PCH que pertence ao MRE e vende sua energia através de um contrato a termo com regras contratuais idênticas às apresentadas para o contrato a termo para biomassa e eólica. Porém, as regras de comercialização são diferentes para este tipo de usina. De modo que:

O preço do contrato é composto por uma parcela fixa (ágio) e por uma parcela variável (*spot*).

$$P_F^y = Sp_F^k + PS^y. \quad (5.8)$$

### ***Desvio do contrato***

O desvio do contrato é calculado como:

$$D_F^y = EG_F^y - E_F^y. \quad (5.9)$$

### ***Ressarcimento do contrato***

Mensalmente quando ocorrer o processo de liquidação na CCEE, será aplicado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), conforme visto no capítulo 2, e o vendedor irá pagar o ressarcimento do contrato valorado pela tarifa de otimização energética (TEO). Aqui consideramos que a produção total de energia elétrica do MRE é igual a garantia física total do MRE, de modo que não será aplicado o fator de redução de garantia física (GSF) e não haverá energia secundária.

Desta forma, se o déficit for negativo, o ressarcimento do contrato se  $D_F^y \leq 0$ :

$$M_F^y = TEO \cdot D_F^y. \quad (5.10)$$

### ***Receita do contrato***

A receita fixa mensal do contrato será:

$$RF_F^y = E_F^y \cdot P_F^y \quad (5.11)$$

E caso ocorra déficit positivo em determinado mês, o vendedor terá uma receita variável:

Se  $D_F^y \geq 0$ :

$$RV_F^y = TEO \cdot D_F^y \quad (5.12)$$

### ***Despesa ou receita incremental***

Conforme regras de comercialização, explicadas nas seções 2.5.1 e 2.5.2, caso a usina tenha sua garantia física reduzida ela ficará passível de ser penalizada por falta de lastro e terá que registrar contratos de compra para suprir a quantidade de energia reduzida de sua garantia física e não ser penalizada. E caso a usina tenha sua garantia física revisada para cima, ela poderia vender este excedente através de outros contratos de venda. Como o período de análise aqui adotado corresponde a 60 meses, a usina só estaria propensa a este ressarcimento ou despesa a partir do 54º mês de operação comercial.

O quantidade de energia passível deste tipo de pagamento será dada pelo desvio de garantia física da usina:

$$D_{inc} = GL_{rev} - GL \quad (5.13)$$

Se  $D_{inc} < 0$  a usina terá um ressarcimento incremental com a compra de energia no mercado livre de curto prazo. Conforme visto no capítulo 2 o preço desse contrato corresponde a:

$$PT^y = PS^y + Sp^y$$

Porém, como este desvio já foi aqui contabilizado como TEO e esta compra reduziria a exposição do vendedor no MRE, podemos descontar esta quantidade do ressarcimento incremental, de modo que a compra de energia para reposição de lastro para usinas pertencentes do MRE, pode ser definida como:

$$M_{inc}^y = D_{inc}^y \cdot (PS^y + Sp^y - TEO) \quad (5.14)$$

E caso tenha sua garantia física aumentada ela teria uma receita incremental com a venda desse desvio incremental no mercado livre de curto prazo. Este desvio já foi aqui remunerado à TEO e deve ser agora descontado, de modo que, se  $D_{inc} > 0$  a receita incremental obtida pode ser definida como:

$$R_{inc}^y = D_{inc}^y \cdot (PS^y + Sp^y - TEO) \quad (5.15)$$

Se  $D_{inc} = 0$  a usina não faz jus de receita ou ressarcimento incremental por alteração de garantia física.

### ***Benefício do contrato***

O benefício do contrato a termo será calculado como:

$$B_F = \sum_{y=1}^{60} (RF_F^y + RV_F^y - M_F^y) + \sum_{y=1}^6 (R_{inc}^y - M_{inc}^y). \quad (5.16)$$

### **5.1.3 Contrato de opção de venda para usinas de biomassa e eólicas**

Quando o gerador possui um contrato de opção de venda, após cada período, poderá decidir se quer ou não exercer a opção. Caso ele não exerça a opção, ele poderá vender a energia através de um contrato de curto prazo no ACL. Consideramos que sempre a energia será vendida, seja no exercício da opção de venda ou no mercado de curto prazo.

### ***Preço do contrato***

O preço do contrato dependerá da escolha de dois tipos de negociação diferentes: venda através do exercício da opção ou venda no contrato de curto prazo. O prêmio da opção de venda sempre será pago independentemente da escolha do gerador.

$$P_O^y = \begin{cases} (OX^y - OP^y), & \text{se } PT^y \leq OX^y; \\ (PT^y - OP^y), & \text{se } PT^y > OX^y. \end{cases} \quad (5.17)$$

### ***Desvio do contrato***

O desvio do contrato quando o vendedor exerce a opção ou quando vende no mercado de curto prazo é calculado como:

$$D_O^y = E_F^y - EG^y \quad (5.18)$$

### ***Ressarcimento do contrato***

Se  $D_O^y < 0$  o ressarcimento pela não-entrega de energia será dado por:

$$M_O^y = PS^y \cdot D_O^y. \quad (5.19)$$

### ***Receita do contrato***

A receita fixa mensal do contrato será:

$$RF_O^y = E_O^y \cdot P_O^y \quad (5.20)$$

E caso ocorra desvio positivo em determinado mês, o vendedor terá uma receita variável:

Se  $D_O^y \geq 0$ :

$$RV_O^y = PS^y \cdot D_O^y \quad (5.21)$$

### ***Benefício do contrato***

O benefício do contrato será calculado como:

$$B_O = \sum_{y=1}^{60} (RF_O^y + RV_O^y - M_O^y). \quad (5.22)$$



#### 5.1.4 Contrato de opção de venda para PCH

Aqui consideramos as mesmas oportunidades previstas no contrato de opção para usinas de biomassa ou eólica. Ou seja, quando o gerador possui um contrato de opção de venda, após cada período, poderá decidir se quer ou não exercer a opção. Caso ele não exerça a opção, ele poderá vender a energia através de um contrato de curto prazo no ACL. Consideramos que sempre a energia será vendida, seja no exercício da opção de venda ou no mercado de curto prazo.

##### *Preço do contrato*

O preço do contrato dependerá da escolha de dois tipos de negociação diferentes: venda através do exercício da opção ou venda no contrato de curto prazo. O prêmio da opção de venda sempre será pago independentemente da escolha do gerador.

$$P_O^y = \begin{cases} (OX^y - OP^y), & \text{se } PT^y \leq OX^y; \\ (PT^y - OP^y), & \text{se } PT^y > OX^y. \end{cases} \quad (5.23)$$

##### *Desvio do contrato*

O desvio do contrato quando o vendedor exerce a opção ou quando vende no mercado de curto prazo é calculado como:

$$D_O^y = EG^y - E_O^y. \quad (5.24)$$

##### *Ressarcimento do contrato*

Se o desvio for negativo o ressarcimento será dado por:

$$M_O^y = TEO \cdot D_O^y. \quad (5.25)$$

##### *Receita do contrato*

A receita fixa mensal do contrato será:

$$RF_O^y = E_O^y \cdot P_O^y \quad (5.26)$$

E caso ocorra desvio positivo em determinado mês, o vendedor terá uma receita variável:

Se  $D_O^y \geq 0$ :

$$RV_O^y = TEO \cdot D_O^y \quad (5.27)$$

### ***Despesa ou receita incremental***

Neste contrato a usina também está passível de revisão de garantia física da mesma forma que apresentado para o contrato a termo da PCH. Caso a usina tenha sua garantia física reduzida ela ficará passível de ser penalizada por falta de lastro e terá que registrar contratos de compra para suprir a quantidade de energia reduzida de sua garantia física e não ser penalizada, conforme explicado no Capítulo 2. E caso a usina tenha sua garantia física revisada para cima, ela poderia vender este excedente através de outros contratos de venda. Como o período de análise aqui adotado corresponde a 60 meses, a usina só estaria propensa a este ressarcimento ou despesa a partir do 54º mês de operação comercial.

A quantidade de energia passível deste tipo de pagamento será dada pelo desvio de garantia física da usina:

$$D_{inc} = GL_{rev} - GL \quad (5.28)$$

Se  $D_{inc} < 0$  a usina terá um ressarcimento incremental com a compra de energia no mercado livre de curto prazo, definida por:

$$M_{inc}^y = D_{inc}^y \cdot (PS^y + Sp^y - TEO) \quad (5.29)$$

E caso tenha sua garantia física aumentada ela teria uma receita incremental com a venda desse desvio incremental no mercado livre de curto prazo, definida como:

$$R_{inc}^y = D_{inc}^y \cdot (PS^y + Sp^y - TEO) \quad (5.30)$$

Se  $D_{inc} = 0$  a usina não faz jus de receita ou ressarcimento incremental por alteração de garantia física.

### ***Benefício do contrato***

O benefício do contrato será calculado como:

$$B_O = \sum_{y=1}^{60} (RF_O^y + RV_O^y - M_O^y) + \sum_{y=1}^6 (R_{inc}^y - M_{inc}^y). \quad (5.31)$$

## 5.2 Simulação de contratos de energia de reserva

### 5.2.1 Contrato de energia de reserva (CER) para biomassa

Para usinas de biomassa esse contrato<sup>1</sup> é por quantidade com garantia física associada.

Para mitigar o risco de geração que esse tipo de usina apresenta, esse contrato permite concentrar a entrega da energia em determinados meses, que correspondam ao seu período de safra, como também podem entregar normalmente durante todo o período contratual. Quando o gerador opta por concentrar a entrega no seu período de safra, nos outros meses ela pode vender sua geração no mercado livre, conforme mostra a figura 5.2:

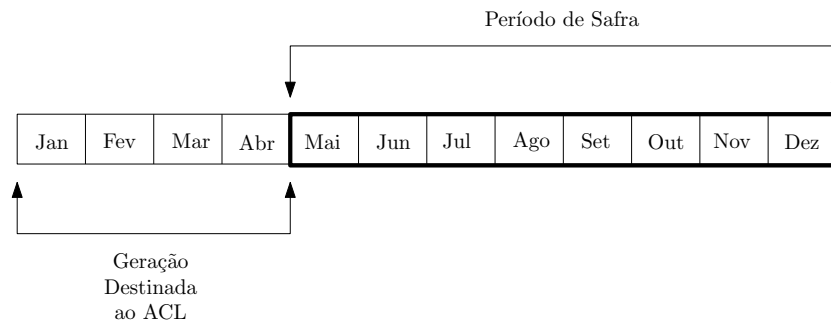


Figura 5.2: Período de entrega contratual LER: Biomassa

Fonte: Adaptado de CCEE

Neste trabalho foi considerado que a usina optou por entregar a energia nos meses de Maio a Dezembro.

#### *Desvio do contrato*

O compromisso de entrega contratual é medido mensalmente como:

$$D_R^y = EG_R^y - E_R^y; \quad (5.32)$$

O atendimento do contrato é verificado com base na quantidade de energia gerada no ano. Então, a cada ano esse desvio será calculado como:

$$D_R^k = \sum_{y=1}^{12} D_R^y \quad (5.33)$$

---

<sup>1</sup>Regras extraídas do 4º Leilão de Reserva/ Leilão nº 03/2011

### ***Retorno do contrato***

Fica garantido independentemente da quantidade de energia entregue por mês o recebimento da receita fixa atrelado ao contrato de venda. A Receita fixa é calculada anualmente e paga em 12 parcelas:

$$RF_R^k = E_R^k \cdot P_R^k \quad (5.34)$$

E caso o desvio anual do contrato for positivo, isto é, se  $D_R^k > 0$  o vendedor poderá ceder esta energia para uma usina que participou deste mesmo leilão, da mesma fonte de energia e do mesmo submercado e está deficitária ou pode utilizar este desvio para outro tipo de venda. Porém, aqui foi considerado que o vendedor vendeu toda a sua garantia física neste contrato, ele não poderia vender o excedente de geração através de outro contrato, pois desta forma estaria passível de pagamento por insuficiência de lastro de venda, de modo que se o desvio for positivo será liquidado no mercado *spot*. A receita variável deste contrato é dada como:

$$RV_R^k = D_R^k \cdot PS^y \quad (5.35)$$

### ***Ressarcimento do contrato***

Quando o gerador não consegue cumprir a sua obrigação contratual através da geração de sua usina ele não fica exposto ao processo de liquidação na CCEE, pagando a energia não entregue ao preço *spot*. Ele também não pode ressarcir o comprador através de outros contratos de compra de energia, com exceção se for energia de uma usina que participou deste mesmo leilão e conseguiu cumprir suas obrigações contratuais e continua superavitária. Nesse caso, para o cálculo da geração da usina entregue neste contrato, o vendedor poderá destinar, quando exista, uma parcela ou a totalidade de geração dos contratos que firmou no ambiente livre.

Assim, o ressarcimento da energia não entregue, caso  $D_R^k < 0$ , será calculado anualmente:

Se  $D_R^k > -0,1 \cdot E_R^k$ :

$$M_R^k = P_R^k \cdot D_R^k, \quad (5.36)$$

Senão:

$$M_R^k = 1.15 P_R^k \cdot D_R^k \quad (5.37)$$

### ***Benefício do contrato***

O benefício do contrato será calculado como:

$$B_R = \sum_{k=1}^5 (RF_R^k + RV_R^k - M_R^k) \quad (5.38)$$

### **5.2.2 Contrato de energia de reserva (CER) para eólicas**

#### ***Energia contratada***

Para usinas eólicas o contrato<sup>2</sup> é por quantidade com garantia física associada. A quantidade contratada  $E^Q$  é revista a cada quadriênio:

- No primeiro quadriênio,  $Q = 1$ :

$$E^Q = E_R^Q; \quad (5.39)$$

- No segundo quadriênio,  $Q = 2$ :

$$E^Q = \min \left\{ E_R^Q; \overline{EG}^{Q-1} \right\}; \quad (5.40)$$

#### ***Desvio de reserva***

O compromisso de entrega contratual é medido mensalmente como:

$$D_R^y = EG_R^y - E_R^y; \quad (5.41)$$

Porém, o atendimento do contrato é verificado com base na quantidade de energia entregue no ano. O desvio do contrato é dado como:

$$D_R^k = \sum_{y=1}^{12} D_R^y \quad (5.42)$$

#### ***Saldo da conta de energia***

Porém para esse tipo fonte, este contrato considera uma conta de energia para apurar eventuais sobras ou déficits.

---

<sup>2</sup>Regras extraídas do 4º Leilão de Reserva- Leilão nº 03/2011

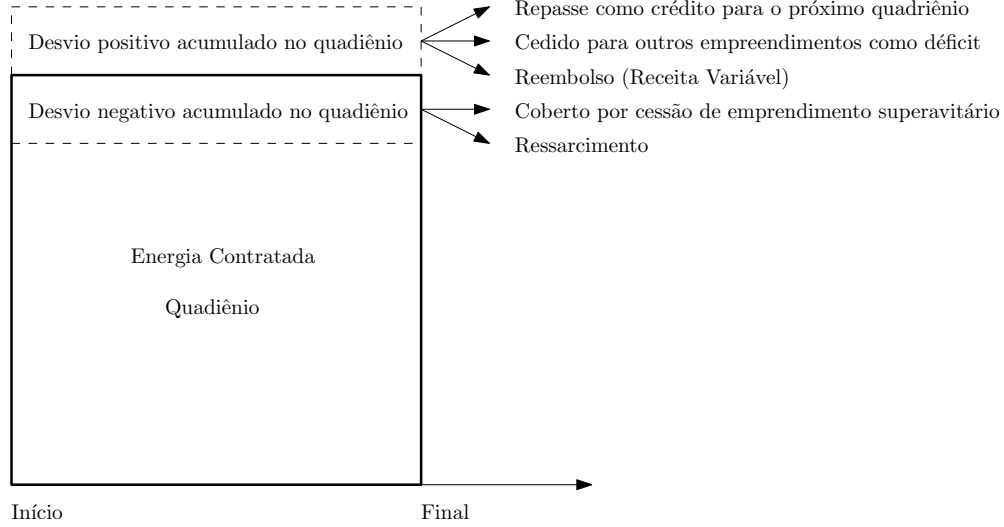


Figura 5.3: Conta de Energia

Fonte: Adaptado de CCEE

A conta de energia possui a seguinte faixa de tolerância:

$$F_{mim} = 0,1 \cdot E_R^k \quad (5.43)$$

$$F_{max} = 0,3 \cdot E_R^k \quad (5.44)$$

O saldo da conta de energia é calculado como:

- No início do primeiro ano de cada quadriênio:

$$SCE = 0 \quad (5.45)$$

- No final dos demais anos do quadriênio:

$$SCE_{pos}^k = \max \{ SCE_{pos}^{k-1} + D_R^k - F_{max}; 0 \} \quad (5.46)$$

$$SCE_{neg}^k = \min \{ SCE_{neg}^{k-1} + D_R^k + F_{min}; 0 \} \quad (5.47)$$

- No final de cada quadriênio:

$$SCE_{pos}^Q = F_{max}^Q - \sum_{k=1}^4 SCE_{pos}^k \quad (5.48)$$

Se no final do quadriênio houver saldo positivo na conta de energia, este pode ser repassado para o próximo quadriênio, vendido para outro empreendimento da mesma fonte que participou desse mesmo leilão<sup>3</sup> ou liquidado no contrato. Mas neste caso a liquidação deve respeitar o limite superior da energia contratada.

$$SCE_{pos}^Q = \sum_{k=1}^4 (D_R^k - SCE_{neg}^k) \quad (5.49)$$

### ***Ressarcimento do contrato***

O ressarcimento anual do contrato é calculado como:

- Para o primeiro ano de cada quadriênio,  $k = 1$ :

$$M_R^k = 0; \quad (5.50)$$

- Para os demais anos:

$$M_R^k = SCE_{neg}^k \cdot 1,15 \cdot P_R^k, \quad (5.51)$$

Este pagamento é realizado em doze parcelas mensais.

O ressarcimento do quadriênio do contrato é calculado como:

$$M_R^Q = P_R \cdot \min \{ SCE_{neg}^Q - EB_R^k, 0 \} \quad (5.52)$$

Aqui também é possível abater o saldo negativo do contrato através de contratos de compra de energia adquirida junto a outro vendedor deste mesmo leilão proveniente da mesma fonte e que possua saldo positivo da conta de energia ao final do quadriênio. Porém, neste trabalho não se considera que o vendedor realize esta compra. Esse pagamento é realizado em doze parcelas mensais.

### ***Receita do contrato***

A receita do contrato é dividida entre receita fixa e receita variável.

A receita fixa é calculada anualmente e paga em doze parcelas para o vendedor.

$$RF_R^k = E_R^k \cdot P_R^k \quad (5.53)$$

---

<sup>3</sup>Aqui não foi considerada esta alternativa pela imprevisibilidade do preço dessa negociação

A receita variável será paga quando a energia entregue extrapolar o limite superior da faixa de tolerância. Ela é apurada ao final de cada ano e de cada quadriênio e será paga em doze parcelas. A receita variável anual é determinada como:

$$RV_R^k = SCE_{pos}^k \cdot (P_R^k \cdot 0,7) \quad (5.54)$$

A receita variável do quadriênio será:

$$RV_R^Q = P_R \cdot \max \{SCE_{pos}^Q; 0\} \quad (5.55)$$

### ***Benefício do contrato***

O benefício do contrato será calculado como:

$$B_R = \sum_{k=1}^{12} (RF_R^k + RV_R^k - M_R^k) + \sum_{Q=1}^2 (RV_R^Q - M_R^Q) \quad (5.56)$$

### **5.2.3 Contrato de energia de reserva (CER) para PCH**

Para pequenas centrais hidrelétricas o contrato<sup>4</sup> é por quantidade com garantia física associada.

### ***Desvio do contrato***

O compromisso de entrega contratual é medido mensalmente como:

$$D_R^y = EG_R^y - E_R^y; \quad (5.57)$$

O atendimento do contrato é verificado com base na quantidade de energia gerada no ano. Então, a cada ano esse desvio será calculado como:

$$D_R^k = \sum_{y=1}^{12} D_R^y \quad (5.58)$$

Quando o gerador não consegue cumprir a sua obrigação contratual através da geração de sua usina ele não fica exposto ao processo de liquidação na CCEE, pagando a energia não entregue pela TEO ou pelo *spot*. Ele também não pode ressarcir o comprador através de outros contratos de compra de energia, com exceção se for energia de uma usina que participou

---

<sup>4</sup>Regras extraídas do 3º Leilão de Reserva- Leilão nº 05/2010



deste mesmo leilão, da mesma fonte de energia e do mesmo submercado e conseguiu cumprir suas obrigações contratuais e continua superavitária. Na quantidade de energia não entregue devido à redução da geração da(s) usina(s) por necessidade sistêmica, em obediência a comando do ONS, será apurada como energia entregue.

### ***Ressarcimento do contrato***

Quando o contrato apresenta desvio negativo, isto é, se  $D_R^k < 0$  o vendedor precisa efetuar o seguinte ressarcimento:

$$M_R^k = \begin{cases} (1 + \frac{j}{4}) \cdot \max(\overline{PS}^k; P_R^k) \cdot D_R^k, & \text{se } D_R^k > 0, 1 \cdot E_R^k; \\ P_R^k \cdot D_R^k, & \text{se } D_R^k \leq 0, 1 \cdot E_R^k. \end{cases} \quad (5.59)$$

Este contrato prevê um contador  $j$  que representa o número de vezes, ao longo do período contratual, em que o desvio negativo foi superior a 10% da energia contratada anual. A cada período de entrega contratual em que tenha sido verificada tal ocorrência, o valor de  $j$  será incrementado em uma unidade, sendo  $j = 1$  na primeira ocorrência,  $j = 2$  na segunda ocorrência,  $j = 3$  na terceira ocorrência e limitado a  $j = 4$  a partir da quarta ocorrência.

### ***Receita do contrato***

A receita fixa é calculada anualmente e paga em doze parcelas para o vendedor.

$$RF_R^k = E_R^k \cdot P_R^k \quad (5.60)$$

E caso o desvio anual do contrato por positivo, isto é, se  $D_R^k > 0$  o vendedor poderá ceder esta energia para uma usina que participou deste mesmo leilão, da mesma fonte de energia e do mesmo submercado e está deficitária ou pode utilizar este desvio para outro tipo de venda. Neste caso, supõe-se que o vendedor, no mês seguinte ao período de apuração, irá vender esta energia através de um contrato de curto prazo no mercado livre. Desta forma, a receita variável deste contrato é dada como:

$$RV_R^k = D_R^k \cdot (PS^y + Sp^y) \quad (5.61)$$

### ***Benefício do contrato***

O benefício do contrato será calculado como:

$$B_R = \sum_{k=1}^5 (RF_R^k + RV_R^k - M_R^k) \quad (5.62)$$

## 5.3 Simulação de contratos no mercado regulado

### 5.3.1 Contrato de energia nova (CCEAR) para biomassa

Para usinas de biomassa esse contrato<sup>5</sup> é por disponibilidade, porém com quantidade de energia associada.

#### *Desvio do contrato*

O compromisso de entrega contratual é medido mensalmente como:

$$D_A^y = EG_A^y - E_A^y \quad (5.63)$$

Neste caso, para o cálculo da geração da usina entregue neste contrato, o vendedor poderá destinar, quando exista, uma parcela ou a totalidade de geração dos contratos que firmou no ambiente livre.

#### *Ressarcimento do contrato*

Caso o desvio desse contrato seja negativo, mensalmente, o vendedor teria que ressarcir a quantidade não entregue valorada ao preço *spot* médio do mês, no processo de liquidação da CCEE.

$$M_A^y = D_A^y \cdot PS^y \quad (5.64)$$

Ao final de cada ano contratual, em dezembro, é calculada a indisponibilidade da usina, e eventual parcela de energia não entregue sujeita o vendedor a uma das seguintes opções de pagamento: registrar um contrato de compra no curto prazo ou pagar a penalidade por insuficiência de lastro de venda ( $VR^k$ ), conforme mostra a figura 5.4:

---

<sup>5</sup>Regras extraídas do 12º Leilão de Energia Nova/ Leilão nº 02/2011

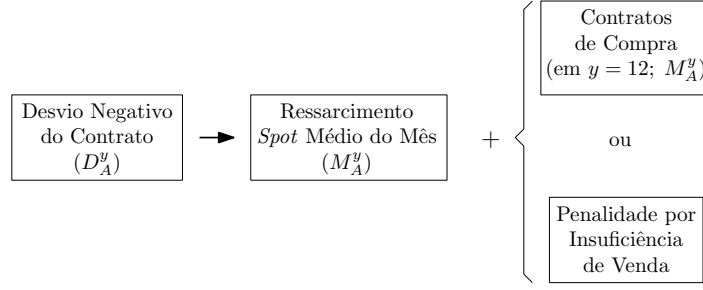


Figura 5.4: Ressarcimento LEN Biomassa

Fonte: Elaboração própria

$$M_A^k = \begin{cases} VR^k \cdot \sum_{12}^{y=1} D_A^y, & \text{se } VR^k \leq (PS^{12} + Sp^k) \\ (PS^{12} + Sp^k) \cdot \sum_{12}^{y=1} D_A^k, & \text{se } (PS^{12} + Sp^k) < VR^k \end{cases} \quad (5.65)$$

### **Receita do contrato**

A receita fixa é calculada anualmente e paga em doze parcelas para o vendedor:

$$RF_A^k = E_A^k \cdot P_A \quad (5.66)$$

Se o vendedor estiver inadimplente na liquidação da CCEE, o valor da dívida pode ser descontado da receita fixa do contrato.

E caso a usina apresente um desvio de geração positivo, isto é, se  $D_A^y > 0$ , o vendedor terá uma receita variável no processo de liquidação da CCEE:

$$RV_A^y = PS^y \cdot D_A^y \quad (5.67)$$

Aqui não se considera que ele pudesse vender este excedente através de um contrato de venda no mercado livre, pois desta forma ele estaria passível de ser penalizado por falta de lastro.

### **Benefício do contrato**

O benefício deste contrato será calculado como:

$$B_A = \sum_{k=1}^5 (RF_A^k - M_A^k) + \sum_{y=1}^{60} (RV_A^y - M_A^y) \quad (5.68)$$

### 5.3.2 Contrato de energia nova (CCEAR) para eólica

#### *Desvio do contrato*

Para usinas eólicas o contrato<sup>6</sup> é por disponibilidade, porém com quantidade de entrega de energia associada. Isto é, a quantidade de energia a ser entregue pelo vendedor será dada pela energia produzida ponderada pelo percentual de comprometimento da usina com o contrato. Quando a usina não gera a quantidade contratada o comprador adquire esta energia no mercado *spot*, mas posteriormente o vendedor terá que realizar ressarcimentos. O compromisso de entrega contratual é calculado mensalmente como:

$$D_A^y = EG_A^y - E_A^y; \quad (5.69)$$

O atendimento do contrato é verificado com base na quantidade de energia gerada no ano. Então, a cada ano esse desvio será calculado como:

$$D_A^k = \sum_{y=1}^{12} D_R^y \quad (5.70)$$

#### *Conta de energia*

Este contrato prevê uma conta de energia para verificar a quantidade de energia entregue:

O saldo da conta de energia é calculado como:

- O saldo inicial do primeiro ano de cada quadriênio:

$$SI_A^k = 0 \quad (5.71)$$

- O saldo inicial de cada ano:

$$SI_A^k = \max(-0, 1SA_A^k - 1) \quad (5.72)$$

- O saldo acumulado no mês  $y$  do ano  $k$ :

$$SA_{k,y} = \min \left( SI_k + \sum \frac{EG_{k,y}}{E_k}; \delta_k \right) \quad (5.73)$$

$\delta_k$  assume os seguintes valores:  $\delta_1 = 1, 3$ ;  $\delta_2 = 1, 0$ .

---

<sup>6</sup>Regras extraídas do 12º Leilão de Energia Nova/ Leilão nº 02/2011

### ***Ressarcimentos do contrato***

O ressarcimento anual do contrato, calculado ao final de cada ano, será dado como:

$$M_A^k = \max \left[ 0; (0,9E_A^k - EG_A^k) \cdot \max \left( P_A; \overline{PS}^k \right) \right] \quad (5.74)$$

O ressarcimento do quadriênio do contrato, calculado ao final de cada quadriênio, será dado como:

$$M_A^Q = \max \left[ 0; E_A^Q - \max \left( 0,9E_A^Q; EG_A^Q \right) \right] \cdot \max \left( P_A; \overline{PS}^Q \right) \quad (5.75)$$

### ***Receita do contrato***

A receita fixa é calculada anualmente e paga em doze parcelas para o vendedor.

$$RF_A^k = E_A^k \cdot P_A \quad (5.76)$$

Quando a energia entregue for superior à energia contratada, a quantidade entregue não será passível de receita.

### ***Benefício do contrato***

O benefício do contrato será calculado como:

$$B_A = \sum_{k=1}^{12} (RF_A^k - M_A^k) - \sum_{Q=1}^2 M_A^Q \quad (5.77)$$

### **5.3.3 Contrato de energia nova (CCEAR) para PCH**

Para PCHs esse contrato<sup>7</sup> é por quantidade. Esse contrato possui regras semelhantes ao contrato a termo da PCH, com exceção do preço do contrato, que neste caso é fixo.

### ***Desvio do contrato***

O compromisso de entrega contratual é medido mensalmente como:

$$D_A^y = EG_A^y - E_A^y. \quad (5.78)$$

---

<sup>7</sup>Regras extraídas do 12º Leilão de Energia Nova/ Leilão nº 02/2011

Esse contrato permite que o vendedor constitua lastro por meio de garantia física de sua titularidade e contratos bilaterais de compra.

### ***Ressarcimento do contrato de energia nova***

Caso o desvio desse contrato for negativo, mensalmente, o vendedor teria que ressarcir a quantidade não entregue no processo de liquidação da CCEE, conforme o mecanismo de realocação de energia (MRE), visto no capítulo 2, de modo que:

$$M_A^y = D_A^y \cdot TEO \quad (5.79)$$

Aqui consideramos que a produção total de energia elétrica do MRE é igual a garantia física total do MRE, de modo que não será aplicado o fator de redução de garantia física (GSF) e não haverá energia secundária.

### ***Receita do contrato***

A receita fixa mensal do contrato será:

$$RF_A^y = E_A^y \cdot P_A^y \quad (5.80)$$

E caso ocorra desvio positivo em determinado mês, o vendedor terá uma receita variável:

Se  $D_A^y \geq 0$ :

$$RV_A^y = TEO \cdot D_A^y \quad (5.81)$$

### ***Despesa ou receita incremental***

Caso a usina tenha sua garantia física reduzida ela ficará passível de ser penalizada por falta de lastro e terá que registrar contratos de compra para suprir a quantidade de energia reduzida de sua garantia física e não ser penalizada, conforme explicado no capítulo 2. E caso a usina tenha sua garantia física revisada para cima, ela poderia vender este excedente através de outros contratos de venda. Como o período de análise aqui adotado corresponde a 60 meses, a usina só estaria propensa a este ressarcimento ou despesa a partir do 54º mês de operação comercial.

A quantidade de energia passível deste tipo de pagamento será dada pelo desvio de garantia física da usina:

$$D_{inc} = GL_{rev} - GL \quad (5.82)$$

Se  $D_{inc} < 0$  a usina terá um ressarcimento incremental com a compra de energia no mercado livre de curto prazo. Conforme visto no Capítulo 2 o preço desse contrato corresponde à:

$$PT^y = PS^y + Sp^y$$

Porém, como este desvio já foi aqui contabilizado como TEO e esta compra reduziria a exposição do vendedor no MRE, podemos descontar esta quantidade do ressarcimento incremental, de modo que a compra de energia para reposição de lastro para usinas pertencentes do MRE pode ser definida como:

$$M_{inc}^y = D_{inc}^y \cdot (PS^y + Sp^y - TEO) \quad (5.83)$$

E caso tenha sua garantia física aumentada ela teria uma receita incremental com a venda desse desvio incremental no mercado livre de curto prazo. Este desvio já foi aqui remunerado a TEO e deve ser agora descontado, de modo que, se  $D_{inc} > 0$  a receita incremental obtida pode ser definida como:

$$R_{inc}^y = D_{inc}^y \cdot (PS^y + Sp^y - TEO) \quad (5.84)$$

Se  $D_{inc} = 0$  a usina não faz jus a receita ou ressarcimento incremental por alteração de garantia física.

### ***Benefício do contrato***

O benefício do contrato de energia nova será calculado como:

$$B_A = \sum_{y=1}^{60} (RF_A^y + RV_A^y - M_A^y) + \sum_{y=1}^6 (R_{inc}^y - M_{inc}^y). \quad (5.85)$$

## **5.4 Portfólio para novos empreendimentos**

Este trabalho irá considerar como alternativas de venda do gerador os quatro tipos de contratos apresentados neste capítulo: contrato firmado no leilão de energia de reserva (ACR), contrato firmado no leilão de energia nova (ACR), contrato bilateral de preço variável atre-

lado ao *spot* (ACL) e contrato de opção de venda de energia (ACL). A seleção das oportunidades de contratação de uma usina de geração de energia é abordada com o modelo clássico de Markowitz. Originalmente é formulado um programa multiobjetivo onde o percentual de energia alocada em cada contrato assegura um compromisso eficiente entre o benefício esperado e sua variância. Mais frequentemente, este problema é resolvido como um programa monoobjetivo parametrizado no benefício esperado. As quatro oportunidades de contratação de um único projeto de geração de energia são mostradas na figura 5.5.

#### 5.4.1 Portfólio de contratos: um novo empreendimento

Este modelo aloca a geração de um novo projeto nos quatro contratos anteriormente já considerados, como indicado na figura 5.5.

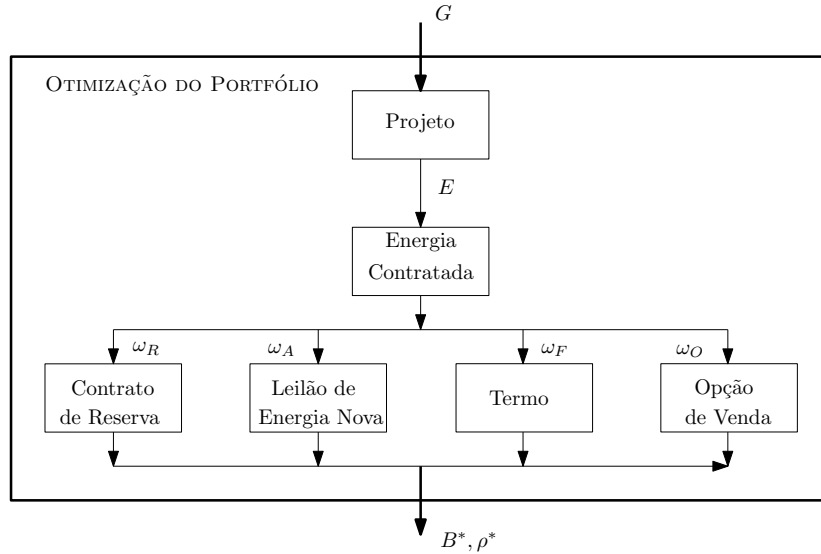


Figura 5.5: Oportunidades de contratação para energia de um novo empreendimento

$$\rho^{*2}(B^*) = \min_{\omega_{m \in \mathcal{M}}} \left\{ \sum_{m \in \mathcal{M}} \sum_{n \in \mathcal{M}} \omega_m \rho_{mn} \omega_n \right\} \quad (5.86)$$

$$\text{s.a.} \quad \sum_{m \in \mathcal{M}} B_m \cdot \omega_m \geq B^* \quad (5.87)$$

$$\sum_{m \in \mathcal{M}} \omega_m \leq 1 \quad (5.88)$$

$$0 \leq \omega_m \leq \alpha, \quad m \in \mathcal{M} \text{ e } 0 \leq \alpha \leq 1. \quad (5.89)$$



em que:

- $\omega_m$  Participação do ativo  $m$  no portfólio
- $\rho_{mn}$  Correlação entre os contratos  $m$  e  $n$
- $\rho^*$  Correlação do portfólio
- $b_m$  Valor esperado do contrato  $m$
- $B^*$  Valor esperado do portfólio
- $\mathcal{M}$  Conjunto de mercados

#### 5.4.2 Portfólio de contratos: $n$ novos empreendimentos

O modelo é estendido para alocar simultaneamente a geração de  $n$  novos projetos nos quatro contratos anteriormente já considerados figura 5.6.

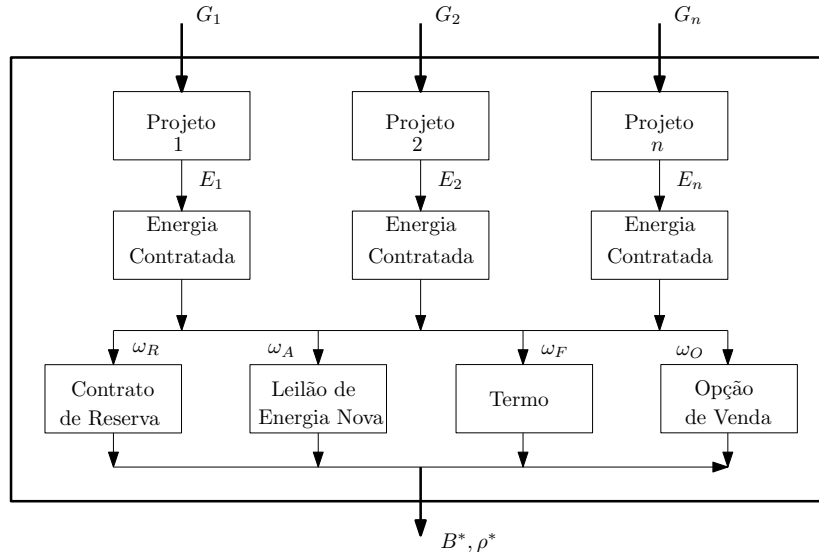


Figura 5.6: Oportunidades de contratação para energia de  $n$  novos empreendimentos

$$\rho^{*2}(B^*) = \min_{\omega_m \in \text{MUG}} \left\{ \sum_{m \in \text{MUG}} \sum_{n \in \text{MUG}} \omega_m \rho_{mn} \omega_n \right\} \quad (5.90)$$

$$\text{s.a.} \quad \sum_{m \in \text{MUG}} B_m \cdot \omega_m \geq B^* \quad (5.91)$$

$$\sum_{m \in \text{MUG}} \omega_m \leq 1 \quad (5.92)$$

$$0 \leq \omega_m \leq \alpha, \quad m \in \text{MUG} \text{ e } 0 \leq \alpha \leq 1. \quad (5.93)$$

onde:

- $\omega_m$  Participação do ativo  $m$  no portfólio;
- $\rho_{mn}$  Correlação entre os contratos  $m$  e  $n$ ;
- $\rho^*$  Correlação do portfólio.
- $b_m$  Valor esperado do contrato  $m$ ;
- $B^*$  Valor esperado do portfólio;
- $\mathcal{M}$  Conjunto de mercados  $\mathcal{M} = \{R, F, O, A\}$ ;
- $\mathcal{G}$  Conjunto de novos empreendimentos  $\mathcal{G} = \{B, E, P\}$ .

# Capítulo 6

## Estudo de casos

### 6.1 Portfólio: único empreendimento

Consideramos aqui três estudos de caso com usinas de fontes diferentes: biomassa, eólica e PCH. Todas as usinas possuem a mesma capacidade de geração: 28MW<sup>1</sup> de garantia física livre e pretendem dividir sua oferta nos diferentes tipos de contratos apresentados. Estes tipos de usina recebem desconto de 50% nas tarifas de uso da rede e sua energia no mercado livre é classificada como incentivada (I50). Todos os contratos foram analisados para um período de cinco anos considerando que a usina tivesse vendido toda a sua garantia física livre em um único contrato. Nos períodos em que o investidor não entrega toda a energia vendida no contrato foram considerados os ressarcimentos e penalidades. A partir da modelagem apresentada no capítulo 5 foi possível calcular o retorno esperado e a variância do retorno de cada contrato para cada usina, e a partir destes dados foi possível calcular o índice de correlação entre cada contrato. Posteriormente, foi utilizado o software Lingo para aplicar o modelo de Markowitz e encontrar os portfólios de mínimo risco parametrizado no benefício esperado para cada tipo de fonte de geração e posteriormente para o portfólio formado por diferentes tipos de fonte de geração.

#### *Considerações sobre os dados de entrada*

Durante o período contratual as usinas não conseguem gerar toda a energia vendida e apresentam curvas de geração diferentes, porém a quantidade entregue durante todo o período contratual é a mesma para cada uma das usinas. A tabela 6.1 mostra os dados de entrada comuns a cada empreendimento.

No caso da usina de biomassa, como a curva de geração é atrelada ao período de safra,

---

<sup>1</sup>Nessa quantidade já está computada as perdas, conforme regras da seção 2.5.1

Tabela 6.1: Dados de entrada: novo empreendimento

|  |               |
|--|---------------|
| Garantia física: $G$                                 | 28 MW         |
| Energia contratada no mercado $m$ em 5 anos: $E_m^k$ | 1.226.400 MWh |
| Energia gerada em 5 anos: $E_G^k$                    | 1.086.994 MWh |
| Limite superior de <i>market share</i> : $\alpha$    | 0,75          |

consideramos que a usina vendeu seus contratos com períodos de entregas sazonais, conforme mostra a figura 6.1.

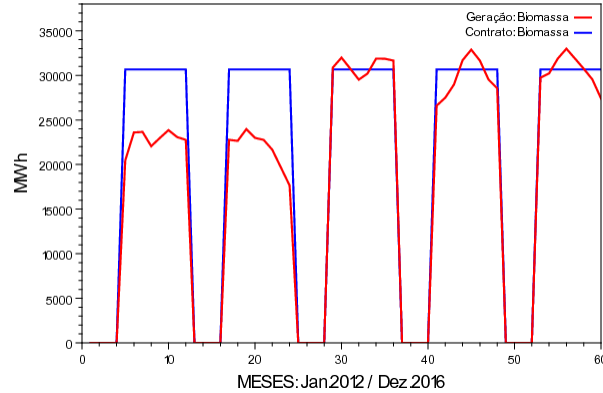


Figura 6.1: Curva de geração e energia contratada da usina de biomassa

Para a PCH e para a usina eólica considera-se que a entrega da quantidade vendida em contratos será sazonalizada *flat*, isto é, terá a divisão do bloco anual de energia, proporcionalmente ao número de horas de cada mês. A curva de geração da PCH e da eólica são apresentadas respectivamente nas figuras 6.2 e 6.3.

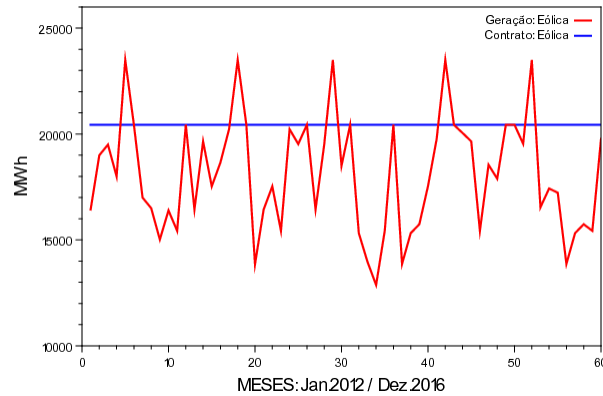


Figura 6.2: Curva de geração e energia contratada da PCH

Preço e condições de cada contrato são iguais para todos os empreendimentos, os dados seguem na tabela 6.2.

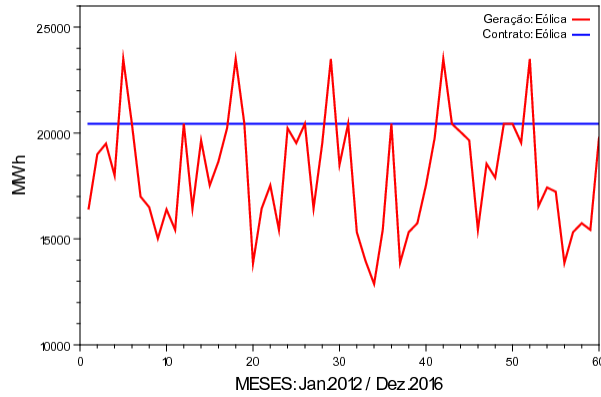


Figura 6.3: Curva de geração e energia contratada da usina Eólica

Tabela 6.2: Dados de entrada: hipóteses de mercado

| Parâmetros de mercado   | R\$ / MWh |
|---|-----------|
| Preço da energia de reserva: $P_R$                                      | 100       |
| Preço do leilão de energia nova: $P_A$                                  | 100       |
| Preço de exercício da opção de venda: $OX$                              | 100       |
| Prêmio da opção de venda: $OM$  | 10        |
| Ágio do mercado de curto prazo: $Sp_k$ se $P_S^k \leq 40$ : $PT^k$      | 70        |
| Ágio do mercado de curto prazo: $Sp_k$ se $40 < P_S^k \leq 70$ : $PT^k$ | 45        |
| Ágio do mercado de curto prazo: $Sp_k$ se $70 < PT^k$                   | 15        |
| Ágio do contrato a termo: $Sp_F$  | 35        |
| Valor de Referência (R\$/MWh): $VR$                                     | 151,20    |
| Tarifa de otimização energética (R\$/MWh): $TEO$                        | 9,50      |

Procurou-se precificar cada contrato com o mesmo preço inicial (ou semelhante) para medir o impacto do ressarcimento que cada um possui. Apesar de que os preços iniciais dos contratos no mercado regulado e no mercado livre, normalmente são diferentes. Isso decorre do fato de que contratos no ambiente regulado possuem prazos maiores do que aqueles negociados no mercado livre. A certeza da contratação por um tempo maior geralmente faz com que os investidores aceitem um retorno inicial menor para contratos no ambiente regulado. Além disso, estes tipos de usinas têm no mercado livre sua energia classificada em Energia Incentivada, cujos preços são superiores ao da energia convencional e por este motivo geralmente conseguem no mercado livre preços iniciais mais atrativos do que os preços iniciais dos leilões. Outra diferença de preços seria percebida entre os contratos a termo e o de opção de venda. Esta diferença ocorre pois um comprador de energia só estaria disposto a comprar energia através de um contrato de opção de venda se este preço fosse inferior a do contrato a termo, pois ao firmar um contrato de opções o comprador assume um risco de

não receber a energia. Este trabalho faz esta diferenciação, pois apesar do preço de exercício do contrato de opção ser o mesmo que o preço do contrato a termo, no contrato de opção o vendedor sempre tem que arcar com a despesa do prêmio.

Este trabalho utilizou uma curva de distribuição de probabilidade de preço *spot*, para os próximos cinco anos, a partir das 2000 séries sintéticas de preço<sup>2</sup> geradas pelo mesmo modelo computacional<sup>3</sup> que o ONS utilizam para a determinação deste preço. Estes estudos de casos não consideram diferenças de preços entre submercados.

### 6.1.1 Termelétrica a biomassa

#### *Benefício, risco e índice de correlação*

Desenvolvida a simulação de cada contrato individualmente, obtemos o benefício  $B_i$  e o risco individual de cada contrato e o índice de correlação entre cada contrato, conforme apresentado na tabela 6.3.

Tabela 6.3: Correlação  $\rho_{ij}$  e benefício médio  $B_i$ : Biomassa

| $\rho_{ij}$      | $\rho_R$ | $\rho_A$ | $\rho_F$ | $\rho_O$ |
|------------------|----------|----------|----------|----------|
| $\rho_R$         | 1.00     | -0.35    | 0.71     | 0.67     |
| $\rho_A$         | -0.35    | 1.00     | -0.69    | -0.64    |
| $\rho_F$         | 0.71     | -0.69    | 1.00     | 0.96     |
| $\rho_O$         | 0.67     | -0.64    | 0.96     | 1.00     |
| $B_i$ ( $10^6$ ) | 110617   | 108671   | 132648   | 145205   |

#### *Fronteira eficiente biomassa*

Com os dados levantados foi possível aplicar a Teoria de Markowitz e encontrar os resultados. A tabela 6.4 mostra da composição dos portfólios ótimos para a usina de biomassa dada sua curva de geração.

A fronteira eficiente de portfólios é apresentada na figura 6.4.

### 6.1.2 Parque de geração eólico

#### *Benefício, risco e índice de correlação*

Desenvolvida a simulação de cada contrato individualmente para usinas eólicas, obtemos o benefício  $B_i$  e o risco individual de cada contrato e o índice de correlação entre cada contrato,

<sup>2</sup>Retiradas do Planejamento Mensal de Operação (PMO) de janeiro de 2012.

<sup>3</sup>Newave.

Tabela 6.4: Fronteira eficiente: biomassa

| $B^*$ ( $10^6$ ) | $\rho^*$ | $\omega_R$ | $\omega_A$ | $\omega_F$ | $\omega_O$ |
|------------------|----------|------------|------------|------------|------------|
| 120660           | 0.155    | 0.000      | 0.500      | 0.500      | 0.000      |
| 121282           | 0.155    | 0.000      | 0.494      | 0.466      | 0.039      |
| 123014           | 0.158    | 0.000      | 0.486      | 0.352      | 0.161      |
| 124746           | 0.164    | 0.000      | 0.477      | 0.238      | 0.283      |
| 126478           | 0.173    | 0.000      | 0.469      | 0.125      | 0.405      |
| 128210           | 0.183    | 0.000      | 0.461      | 0.011      | 0.527      |
| 129942           | 0.202    | 0.000      | 0.417      | 0.000      | 0.582      |
| 131674           | 0.235    | 0.000      | 0.370      | 0.000      | 0.629      |
| 133406           | 0.282    | 0.000      | 0.323      | 0.000      | 0.677      |
| 135138           | 0.345    | 0.000      | 0.275      | 0.000      | 0.724      |
| 136870           | 0.440    | 0.000      | 0.216      | 0.033      | 0.750      |
| 138602           | 0.586    | 0.000      | 0.144      | 0.105      | 0.750      |
| 140334           | 0.768    | 0.000      | 0.072      | 0.177      | 0.750      |
| 142066           | 0.985    | 0.000      | 0.000      | 0.250      | 0.750      |

conforme apresentado na tabela 6.5.

Tabela 6.5: Correlação  $\rho_{ij}$  e benefício médio  $B_i$ : eólica

| $\rho_{ij}$      | $\rho_R$ | $\rho_A$ | $\rho_F$ | $\rho_O$ |
|------------------|----------|----------|----------|----------|
| $\rho_R$         | 1.00     | 0.00     | 0.00     | 0.00     |
| $\rho_A$         | 0.00     | 1.00     | -0.73    | -0.76    |
| $\rho_F$         | 0.00     | -0.73    | 1.00     | 0.96     |
| $\rho_O$         | 0.00     | -0.76    | 0.96     | 1.00     |
| $B_i$ ( $10^6$ ) | 117420   | 116107   | 130101   | 143855   |

### ***Fronteira eficiente: eólica***

Com os dados levantados foi possível aplicar a teoria de Markowitz e encontrar os resultados. A tabela 6.6 mostra a composição dos portfólios ótimos para a usina eólica dada sua curva de geração.

A fronteira eficiente de portfólios para usinas eólicas é apresentada na figura 6.5.

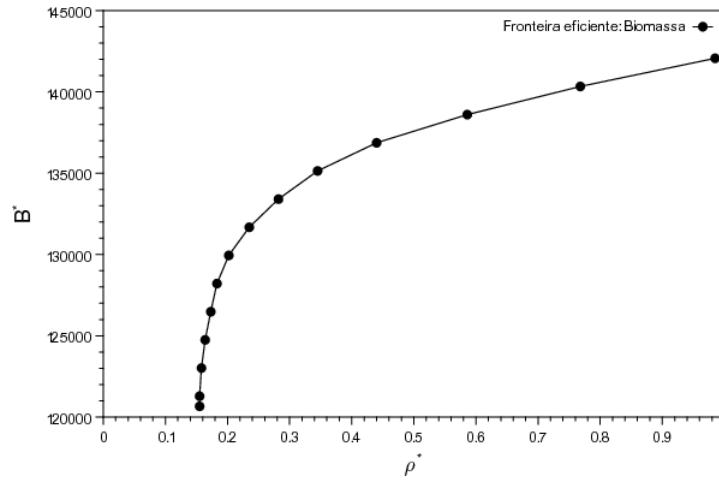


Figura 6.4: Fronteira eficiente para a termelétrica a biomassa

Tabela 6.6: Fronteira eficiente: eólica

| $B^*$ ( $10^6$ ) | $\rho^*$ | $\omega_R$ | $\omega_A$ | $\omega_F$ | $\omega_O$ |
|------------------|----------|------------|------------|------------|------------|
| 127888           | 0.106    | 0.106      | 0.445      | 0.056      | 0.390      |
| 129057           | 0.107    | 0.093      | 0.443      | 0.000      | 0.462      |
| 130319           | 0.115    | 0.054      | 0.435      | 0.000      | 0.509      |
| 131581           | 0.131    | 0.015      | 0.427      | 0.000      | 0.556      |
| 132843           | 0.157    | 0.000      | 0.396      | 0.000      | 0.603      |
| 134106           | 0.197    | 0.000      | 0.351      | 0.000      | 0.648      |
| 135368           | 0.252    | 0.000      | 0.305      | 0.000      | 0.694      |
| 136630           | 0.322    | 0.000      | 0.260      | 0.000      | 0.739      |
| 137892           | 0.476    | 0.000      | 0.180      | 0.069      | 0.750      |
| 139154           | 0.702    | 0.000      | 0.090      | 0.159      | 0.750      |
| 140416           | 0.985    | 0.000      | 0.000      | 0.250      | 0.750      |

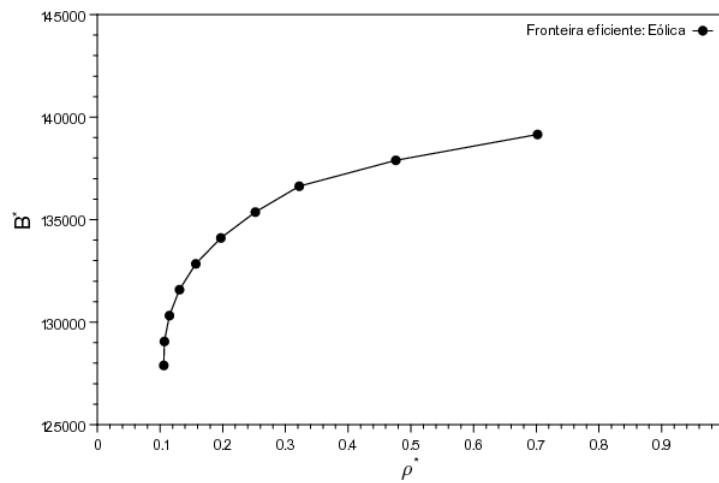


Figura 6.5: Fronteira eficiente para o parque eólico



### 6.1.3 Pequena central hidrelétrica

#### *Benefício, risco e índice de correlação*

Desenvolvida a simulação de cada contrato individualmente para PCHs, obtem-se o benefício  $B_i$  e o risco individual de cada contrato e o índice de correlação entre cada contrato, conforme apresentado na tabela 6.7.

Tabela 6.7: Correlação  $\rho_{ij}$  e benefício médio  $B_i$ : PCH

| $\rho_{ij}$      | $\rho_R$ | $\rho_A$ | $\rho_F$ | $\rho_O$ |
|------------------|----------|----------|----------|----------|
| $\rho_R$         | 1.00     | 0.00     | -0.81    | -0.84    |
| $\rho_A$         | 0.00     | 1.00     | 0.00     | 0.00     |
| $\rho_F$         | -0.81    | 0.00     | 1.00     | 0.98     |
| $\rho_O$         | -0.04    | 0.00     | 0.98     | 1.00     |
| $B_i$ ( $10^6$ ) | 107525   | 132902   | 139255   | 136123   |

#### *Fronteira eficiente: PCH*

Com os dados levantados foi possível aplicar a teoria de Markowitz e encontrar os resultados. A tabela 6.8 mostra a composição dos portfólios ótimos para a PCH dada sua curva de geração.

Tabela 6.8: Fronteira eficiente: PCH

| $B^*$ ( $10^6$ ) | $\rho^*$ | $\omega_R$ | $\omega_A$ | $\omega_F$ | $\omega_O$ |
|------------------|----------|------------|------------|------------|------------|
| 122645           | 0.074    | 0.463      | 0.074      | 0.000      | 0.463      |
| 122933           | 0.074    | 0.451      | 0.082      | 0.000      | 0.465      |
| 124228           | 0.079    | 0.421      | 0.105      | 0.158      | 0.314      |
| 125523           | 0.090    | 0.393      | 0.126      | 0.336      | 0.143      |
| 126818           | 0.105    | 0.362      | 0.149      | 0.488      | 0.000      |
| 128113           | 0.128    | 0.315      | 0.180      | 0.504      | 0.000      |
| 129408           | 0.161    | 0.267      | 0.211      | 0.520      | 0.000      |
| 130703           | 0.203    | 0.220      | 0.243      | 0.536      | 0.000      |
| 131998           | 0.254    | 0.173      | 0.274      | 0.552      | 0.000      |
| 133292           | 0.315    | 0.126      | 0.305      | 0.567      | 0.000      |
| 134587           | 0.384    | 0.079      | 0.336      | 0.583      | 0.000      |
| 135882           | 0.464    | 0.032      | 0.367      | 0.599      | 0.000      |
| 137177           | 0.559    | 0.000      | 0.327      | 0.672      | 0.000      |
| 138472           | 0.992    | 0.000      | 0.000      | 0.750      | 0.250      |

A fronteira eficiente de portfólios para PCHs é visualizada na figura 6.6.

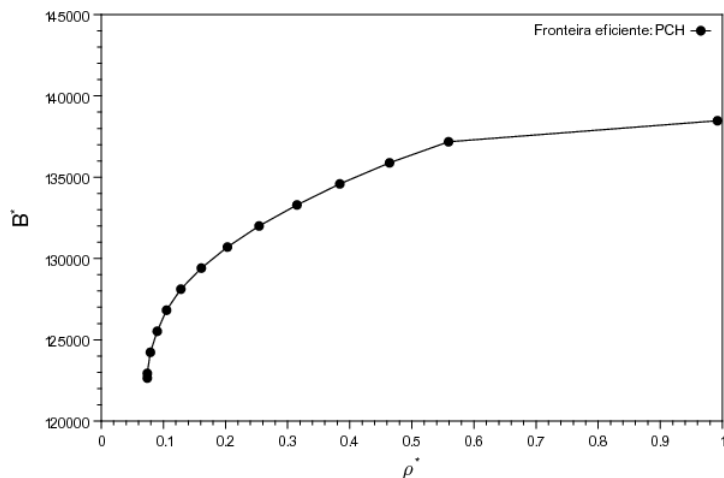


Figura 6.6: Fronteira eficiente para a Pequena Central Hidrelétrica

## 6.2 Portfólio de vários empreendimentos

Agora a análise considera que o empreendedor possui as três usinas apresentadas na seção 6.1 e quer formar portfólios de diferentes contratos entre os diferentes tipos de usinas. Utilizando os mesmos dados da seção anterior foi possível construir uma matriz  $12 \times 12$  e encontrar o índice de correlação entre cada contrato, que é apresentado na tabela 6.9. Nesta seção os dados que se referem a usina de biomassa recebem a letra  $B$ , os dados que se referem a usina eólica recebem a letra  $E$  e os dados que se referem a PCH recebem a letra  $P$ .

Tabela 6.9: Correlação  $\rho_{ij}$  e benefício médio  $B_i$ : Vários empreendimentos

| $\rho_{ij}$  | $\rho_{BR}$ | $\rho_{BA}$ | $\rho_{BF}$ | $\rho_{BO}$ | $\rho_{ER}$ | $\rho_{EA}$ | $\rho_{EF}$ | $\rho_{EO}$ | $\rho_{PR}$ | $\rho_{PA}$ | $\rho_{PF}$ | $\rho_{PO}$ |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| $\rho_{BR}$  | 1,00        | -0,35       | 0,71        | 0,68        | 0,00        | 0,28        | 0,69        | 0,65        | -0,66       | 0,00        | 0,69        | 0,68        |
| $\rho_{BA}$  | -0,35       | 1,00        | -0,69       | -0,64       | 0,00        | 0,28        | -0,76       | -0,73       | 0,33        | 0,00        | -0,76       | -0,74       |
| $\rho_{BF}$  | 0,71        | -0,69       | 1,00        | 0,96        | 0,00        | -0,77       | 0,99        | 0,95        | -0,85       | 0,00        | 0,99        | 0,98        |
| $\rho_{BO}$  | 0,68        | -0,64       | 0,96        | 1,00        | 0,00        | -0,81       | 0,95        | 0,98        | -0,89       | 0,00        | 0,95        | 0,98        |
| $\rho_{ER}$  | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 1,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 1,00        | 0,00        | 0,00        |
| $\rho_{EA}$  | -0,61       | 0,28        | -0,77       | -0,81       | 0,00        | 1,00        | -0,74       | -0,77       | 0,96        | 0,00        | -0,74       | -0,76       |
| $\rho_{EF}$  | 0,69        | -0,76       | 0,99        | 0,95        | 0,00        | -0,74       | 1,00        | 0,96        | -0,82       | 0,00        | 1,00        | 0,99        |
| $\rho_{EO}$  | 0,65        | -0,73       | 0,95        | 0,98        | 0,00        | -0,77       | 0,96        | 1,00        | -0,85       | 0,00        | 0,96        | 0,99        |
| $\rho_{PR}$  | -0,66       | 0,33        | -0,85       | -0,89       | 0,00        | 0,96        | -0,82       | -0,85       | 1,00        | 0,00        | -0,82       | -0,84       |
| $\rho_{PA}$  | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 1,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 1,00        | 0,00        | 0,00        |
| $\rho_{PF}$  | 0,69        | -0,76       | 0,99        | 0,95        | 0,00        | -0,74       | 1,00        | 0,96        | -0,82       | 0,00        | 1,00        | 0,99        |
| $\rho_{PO}$  | 0,68        | -0,74       | 0,98        | 0,98        | 0,00        | -0,76       | 0,99        | 0,99        | -0,84       | 0,00        | 0,99        | 1,00        |
| $B_i (10^6)$ | 110617      | 108671      | 132648      | 145205      | 117420      | 116107      | 130101      | 143855      | 107525      | 132902      | 139255      | 136123      |

Com os dados levantados foi possível aplicar a teoria de Markowitz e encontrar os resultados. A tabela 6.10 mostra a composição dos portfólios ótimos para os três empreendimentos.

A figura 6.7 mostra a fronteira eficiente de portfólios quando o empreendedor possui três tipos de usinas diferentes:

Tabela 6.10: Fronteira eficiente: Vários empreendimentos

| $B^*$ ( $10^6$ ) | $\rho^*$ | $\omega_{BR}$ | $\omega_{BA}$ | $\omega_{BF}$ | $\omega_{BO}$ | $\omega_{ER}$ | $\omega_{EA}$ | $\omega_{EF}$ | $\omega_{EO}$ | $\omega_{PR}$ | $\omega_{PA}$ | $\omega_{PF}$ | $\omega_{PO}$ |
|------------------|----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 367837           | 0.009    | 0.00          | 0.74          | 0.26          | 0.00          | 0.00          | 0.13          | 0.18          | 0.69          | 0.75          | 0.04          | 0.21          | 0.00          |
| 373776           | 0.011    | 0.00          | 0.67          | 0.00          | 0.33          | 0.00          | 0.17          | 0.08          | 0.75          | 0.75          | 0.05          | 0.20          | 0.00          |
| 378065           | 0.015    | 0.00          | 0.59          | 0.00          | 0.41          | 0.00          | 0.25          | 0.00          | 0.75          | 0.66          | 0.11          | 0.23          | 0.00          |
| 382354           | 0.026    | 0.00          | 0.49          | 0.00          | 0.51          | 0.00          | 0.33          | 0.00          | 0.67          | 0.56          | 0.20          | 0.24          | 0.00          |
| 386644           | 0.044    | 0.00          | 0.38          | 0.00          | 0.62          | 0.00          | 0.46          | 0.00          | 0.54          | 0.41          | 0.29          | 0.30          | 0.00          |
| 390933           | 0.069    | 0.00          | 0.28          | 0.00          | 0.72          | 0.00          | 0.60          | 0.00          | 0.40          | 0.25          | 0.38          | 0.37          | 0.00          |
| 395222           | 0.101    | 0.00          | 0.25          | 0.00          | 0.75          | 0.00          | 0.75          | 0.00          | 0.25          | 0.00          | 0.48          | 0.52          | 0.00          |
| 399511           | 0.145    | 0.00          | 0.25          | 0.00          | 0.75          | 0.00          | 0.58          | 0.00          | 0.42          | 0.00          | 0.58          | 0.42          | 0.00          |
| 403800           | 0.206    | 0.00          | 0.25          | 0.00          | 0.75          | 0.00          | 0.40          | 0.00          | 0.60          | 0.00          | 0.67          | 0.33          | 0.00          |
| 408089           | 0.283    | 0.00          | 0.23          | 0.024         | 0.75          | 0.00          | 0.25          | 0.00          | 0.75          | 0.00          | 0.75          | 0.25          | 0.00          |
| 412378           | 0.387    | 0.00          | 0.046         | 0.20          | 0.75          | 0.00          | 0.25          | 0.00          | 0.75          | 0.00          | 0.75          | 0.25          | 0.00          |
| 416667           | 0.580    | 0.00          | 0.00          | 0.25          | 0.75          | 0.00          | 0.16          | 0.088         | 0.75          | 0.00          | 0.44          | 0.56          | 0.00          |
| 420956           | 0.976    | 0.00          | 0.00          | 0.25          | 0.75          | 0.00          | 0.00          | 0.25          | 0.75          | 0.00          | 0.00          | 0.75          | 0.25          |

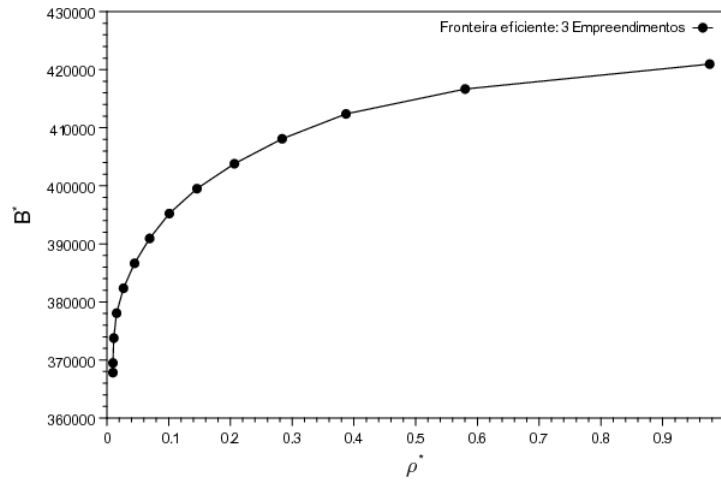


Figura 6.7: Fronteira eficiente para vários empreendimentos

# Capítulo 7

## Conclusões

A metodologia adotada neste trabalho, baseada em programação multiobjetivo, aplica o conceito de preferência definida *a posteriori*. Assim, a fronteira de portfólios eficientes é construída na fase de análise prévia, restando ao investidor fazer sua escolha dentre os portfólios eficientes identificados, seguindo sua estrutura de preferência. Sempre haverá um portfólio ideal um investidor que traduza suas preferências através de uma função utilidade, seja ele mais ou menos averso ao risco.

Ela resultou na formulação de quatro problemas de otimização de portfólios de contratos. Três deles tratando projetos isolados de geração a partir de biomassa, eólica e PCH, e um quarto reunindo simultaneamente os três projetos. A análise conduzida tinha como propósito identificar qual o impacto da grande variedade de regras contratuais sobre o benefício esperado de projetos associados a fontes primárias diferentes. Isto é, para cada tipo de fonte primária, qual segmento de mercado é mais atraente?

Os resultados obtidos mostram que para todas as usinas o retorno esperado de cada tipo de contrato apresenta valores consideravelmente diferentes, mesmo com preços iniciais semelhantes e geração igual no período contratual. Para biomassa a variação de rentabilidade entre o contrato de menor retorno esperado e o de maior retorno esperado é de 33,6%. Para eólica a variação de rentabilidade é de 23,9%, enquanto a PCH apresenta 29,5% de variação. Demonstrando desta forma que o impacto das regras de comercialização de energia é bastante considerável na análise da escolha da melhor contratação de energia que um gerador deve realizar.

Para usinas de biomassa e eólica, os contratos firmados no ACL (contrato a termo e contrato de opção de venda) apresentam valores esperados mais rentáveis e maior volatilidade do que aqueles firmados através de leilões, mesmo quando analisados com preços de venda similares. Estes resultados sugerem que as regras estabelecidas nos contratos firmados no

ambiente regulado punem mais o vendedor quando não ocorre a entrega de energia.

Nos leilões públicos, onde o objetivo é expandir a capacidade do Sistema Elétrico, como é o caso do Leilão de Energia Nova, existe a preocupação do regulador em garantir o abastecimento futuro de energia. Conseqüentemente, ele penaliza o vendedor que não constrói a usina que ganhou no leilão. Assim, estes contratos apresentam regras mais duras de penalização para o desvio contratual negativo. Contudo, vale ressaltar, que atualmente diversas usinas têm sido construídas com vendas centradas no mercado livre, e a não entrega da energia nestes casos também coloca em risco a expansão do Setor Elétrico.

Da mesma forma, o objetivo do Leilão de Energia de Reserva é comprar energia para suprir um déficit sistêmico de energia, de modo que a não entrega desta energia não pode ser compensada com a energia já existente no Sistema. Por exemplo, ela é ressarcida ao preço do contrato, quando o desvio negativo for inferior a 10% da energia contratada, ou ainda a um percentual acima do preço de contrato. Porém, este contrato não expõe o vendedor ao mercado de curto prazo, com exceção das situações onde o desvio de geração é positivo. Esta prerrogativa torna este contrato atrativo para vendedores aversos ao risco do preço *spot*. No entanto, esta aversão faria o vendedor aceitar um contrato onde o desvio negativo de geração sempre será uma perda.

Enquanto nos contratos firmados no Mercado Livre esta situação, por vezes, pode ser atrativa, se no ressarcimento for aplicado o preço *spot* quando este estiver abaixo do preço de contrato, resultando em ganho para o vendedor. Pois ele vendeu energia a um preço superior ao de compra. Por outro lado, ele também pode incorrer em perda maior que a apresentada no Contrato de Energia de Reserva, caso o valor do preço *spot* esteja acima do preço do contrato.

No entanto, no Mercado Livre o vendedor tem alternativas além do preço *spot* para ressarcir a energia não entregue. Conforme vimos anteriormente, quando o vendedor necessita decidir como suprir o desvio negativo de geração no curto prazo, dificilmente ele terá alternativa de compra de energia por um valor inferior ao *spot*. Mas caso o vendedor se antecipe ao problema e saiba de antemão que não conseguirá entregar a energia nos próximos meses, ele poderá já negociar um contrato de compra no mercado livre para suportar este desvio negativo de geração. Neste caso existe a possibilidade do preço decorrente desta negociação ser inferior ao *spot*.

Atualmente as usinas de biomassa e eólicas possuem uma oportunidade no Mercado Livre, pois não há nenhuma regulamentação que preveja a redução momentânea de Garantia Física Livre delas por um fator de indisponibilidade, ou ainda revisão definitiva de Garantia Física. Conforme visto no Capítulo 2 as regras de comercialização não preveem redução de

garantia física para estas usinas, pois elas não são despachadas pelo ONS e a verificação da disponibilidade é efetuada com base na geração, de modo que a mesma sempre ressarci a energia não entregue ao Sistema.

Os resultados obtidos no Capítulo 5 mostraram que, quando estas usinas vendem no Mercado Livre e não conseguem gerar energia suficiente para honrar seu contrato, o ressarcimento é valorado pelo preço *spot*. Esta situação expõe o vendedor ao risco de preço *spot*, podendo muitas vezes esta situação incorrer em um prejuízo. Porém consultando o histórico de preços *spot*, constatamos que a média histórica deste preço tem sido inferior ao preço inicial dos contratos utilizados nos Estudos de Casos deste trabalho<sup>1</sup>, podendo desta forma oferecer um benefício ao vendedor.

Porém, este benefício será significativo caso o empreendedor não coloque a usina em operação comercial. O custo de geração destas usinas tende a ser baixo. Pois correspondem quase exclusivamente ao custo de capital, uma vez que o custo da energia primária (bagaço de cana, vento, e vazão de água) são negligenciáveis. Assim, quando a usina de biomassa ou eólica está em operação comercial e não consegue gerar a energia vendida, ela provavelmente terá um custo muito próximo ao que teria caso gerasse a energia que vendeu e ainda terá um custo adicional ressarcindo a energia não entregue, não percebendo maiores benefícios.

Este tem sido um erro frequente na análise de investimentos de empreendimentos eólicos. Como este tipo de empreendimento é recente no Brasil, e não possuímos muitos históricos de geração, é comum o investidor analisar o empreendimento com a receita obtida com a venda de sua Garantia Física. Sem considerar entre suas despesas, o custo adicional com ressarcimentos de não conseguir entregar a energia vendida.

Esta situação provavelmente seria benéfica ao vendedor, caso a usina não estivesse em operação comercial, pois o vendedor não arcaria com seu custo fixo. Isto oferece um risco ao Sistema Elétrico, pois possibilita que um gerador venda energia sem entregá-la ao Sistema. Vender sem possuir a mercadoria, realizando especulações sobre o preço, é recorrente em qualquer outro mercado de *commodities*. Porém as regras de comercialização do Sistema Elétrico Brasileiro normalmente procuram coibi-lo, estando atualmente em discussão uma regulamentação para a redução ou revisão de Garantia Física de usinas de biomassa. Assim, a negociação da energia no Mercado Livre para usinas de biomassa, apesar de ter se demonstrado mais atrativa neste trabalho, pode apresentar em um futuro próximo um risco regulatório para o vendedor. Para usinas eólicas este é também um risco pertinente, pois apesar de esta questão não estar sendo tramitada atualmente, poderá vir a ser no futuro.

---

<sup>1</sup>Preços que correspondem aos preços negociados nos últimos Leilões de Energia de Reserva ou Energia Nova que ocorreram.

Para as Pequenas Centrais Hidrelétricas, com exceção do Contrato de Energia de Reserva com rentabilidade bem inferior, os outros tipos de contratos apresentam retorno esperado com valores semelhantes, sendo a maior variação entre eles de 4,8%. Isto porque estas usinas minimizam seus riscos de geração através do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, de modo que o impacto dos desvios de geração nos retornos esperados dos contratos é reduzido. Neste contexto, podemos concluir que para estas usinas o impacto dos ressarcimentos e penalidades contratuais não modifica muito o fluxo de caixa a depender do tipo de contrato. Caso o vendedor concentre sua venda apenas em único contrato, ele pode escolher o tipo de negociação à ser utilizada, com base no preço inicial do contrato e/ou prazo contratual que dispuser no momento.

Cabe lembrar, que as simulações utilizadas neste trabalho não consideraram situações previstas nas regras de comercialização, tais como redução da Garantia Física de todas as usinas pertencentes ao MRE em determinado mês por um Fator de Ajuste de Garantia Física- GSF ou ganho de uma parcela adicional de energia, denominada energia secundária, conforme apresentado na Seção 2.5.3. Esta situação não foi considerada neste trabalho, pois não se aplica à da geração individual de uma usina. Elas são pertinentes quando se considera todas as usinas pertencentes ao MRE, que podem gerar menos ou mais energia do que a Garantia Física total do MRE. Nestes casos o empreendedor incorreria em um ressarcimento adicional, ou receita fixa adicional, dependendo da natureza da sua exposição. Por tratar-se de uma condição sistêmica, e independente da condição individual de cada usina, a previsão destes acontecimentos é bastante complexa. Portanto optamos por não considerá-la neste trabalho.

As usinas eólicas também possuem mecanismos de mitigação de riscos de geração nos contratos firmados em leilões: a Conta de Energia. Contudo, este mecanismo por ser previsto apenas nas regras contratuais possui diferenças de funcionamento entre o CER e o CCEAR. E como pode ser constatada nos resultados, a mitigação de riscos através deste mecanismo é bastante reduzida. Pois, apesar de os contratos firmados através de leilões serem os únicos a preverem este mecanismo, eles foram os contratos que apresentaram menores rentabilidades. Este tipo de mecanismo é bem menos eficiente que o MRE. Pois, no caso do MRE, o risco de geração da usina é dividido com o risco de geração de outras usinas. Enquanto na conta de energia, o risco de geração apenas é minimizado quando a usina consegue compensar seu próprio déficit de geração em outros períodos do contrato.

Na fronteira eficiente para biomassa, mesmo o portfólio de menor rentabilidade e menor risco apresentado pelo modelo de Markowitz, tem rentabilidade superior à 2 tipos de contratos, quando negociados individualmente. Este portfólio foi formado com 50% da energia

alocada em um contrato firmado no mercado regulado (CCEAR) e 50% da energia alocada em um contrato firmado no mercado livre (contrato a termo). Já o portfólio de maior rentabilidade e risco, obteve rentabilidade inferior ao contrato de maior retorno individual (contrato de opção de venda). Este portfólio é formado apenas com contratos firmados no mercado livre, 25% da energia foi alocada no contrato a termo e 75% alocada no Contrato de Opção de Venda. Lembrando que uma das restrições do problema era a de o portfólio ser formado com o máximo de 75% da energia alocada em um único contrato. Curiosamente, nenhum portfólio alocou energia no Contrato de Energia de Reserva. Mesmo não tendo este contrato apresentado a menor rentabilidade individual, e ser o contrato de menor volatilidade.

Na fronteira eficiente para eólica, o portfólio de menor rentabilidade e risco também obteve rentabilidade superior a 2 tipos de contratos firmados individualmente. Este portfólio aloca determinada quantidade de energia em todos os tipos de contratos apresentados, com maior quantidade de energia (60%) alocada em contratos firmados através de leilões, sendo 10,6% alocado no CER e 44,5% alocado no CCEAR. Da parcela alocada no Mercado Livre, o portfólio foi formado por 5,6% alocado no contrato a termo e 39% na opção de venda. Já o portfólio de maior retorno e risco obteve a mesma composição que a encontrada para o portfólio mais rentável de biomassa: 25% da energia foi alocada no contrato a termo e 75% alocada no contrato de opção de venda.

Na fronteira eficiente para PCH, o portfólio de menor rentabilidade e risco obteve rentabilidade superior a apenas 1 tipo de contrato firmado individualmente. Este portfólio foi composto por 3 tipos de contratos: CER (46,3%), CCEAR (7,4%) e opção de venda (46,3%). Já o portfólio de maior rentabilidade e risco também foi composto apenas por contratos firmados no Mercado livre, porém neste caso, a proporção de energia alocada no contrato a termo foi maior (75%) do que a energia alocada no contrato de opção de venda (25%).

Uma dos resultados interessante neste trabalho foi constatar que para todas as usinas o portfólio de menor risco foi formado com aproximadamente metade da energia alocada em contratos firmados através de leilões públicos e a outra metade alocada em contratos firmados no mercado livre. Sugerindo que o modelo capta as diferenças consideráveis que existe entre os mercados regulado e livre.

Vale ressaltar que os resultados obtidos dependem muito da previsão de preço *spot* inserida no modelo. Por exemplo, a rentabilidade do Contrato-de-Energia de Reserva sofre pouca influência do preço *spot*. Neste trabalho este contrato não demonstrou grande rentabilidade em relação aos outros contratos. Mas, caso tivesse sido utilizada uma previsão de preços *spot* com valores esperados superiores aos preços iniciais dos contratos, provavelmente este contrato teria apresentado uma rentabilidade maior quando comparada aos demais contra-



tos. Neste tipo de análise é imprescindível uma boa previsão de preço *spot*. Sugerimos neste sentido, caso o leitor tenha uma percepção do preço *spot* futuro diferente do fornecido pelo ONS, que uma melhor calibração dos dados de entrada do NEWAVE seja feita para refletir características do mercado que ele acredita, e não apenas indicação oficial dos órgãos do governo.

Rumo a um aparente contra-senso, foi possível perceber que a volatilidade do retorno (risco) pode ser considerada benéfica neste casos, já que os contratos mais voláteis, contrato a termo e opção de venda, são aqueles que oferecem maior possibilidades de ressarcimento quando não ocorre a entrega plena da energia. Isto apenas confirma que diversificar nem sempre é bom, e que volatilidade por vezes é oportunidade (Luenberger, 1998).

Considerar uma curva de geração sazonal foi fundamental para constatar que as regras de comercialização causam bastante impacto na rentabilidade e risco de cada contrato. Caso a simulação fosse efetuada prevendo-se a entrega plena da energia, o rendimento de cada contrato firmado não sofreria nenhum impacto de ressarcimentos e receitas adicionais, fornecendo para os contratos firmados através de leilões o mesmo valor esperado de rentabilidade e não haveria volatilidade no retorno. Isto levaria a crer que estes tipos de contratos não possuem risco, o que fatalmente não corresponde a realidade. Nos contratos simulados no mercado livre, mesmo considerando a entrega plena da energia contratada, a rentabilidade é volátil. Pois no caso do contrato a termo apresentado, o preço do contrato é dependente do *spot* e o contrato de opção de venda apresenta diferentes possibilidades de negociação para o vendedor, o que também resulta em volatilidade no retorno.

A decisão de alocação da energia disponível entre diferentes tipos de contrato normalmente envolve outras questões que não foram consideradas neste trabalho. Conforme comentamos inicialmente, contratos negociados no ACR possuem prazos maiores do que aqueles negociados no ACL. Para determinadas análises de retorno do investimento o período considerado normalmente teria que ser superior ao prazo de 5 anos do que aqui adotamos. Este prazo corresponde àquele das séries de PLD disponíveis. Porém seria possível estender o período de análise para 15 ou 30 anos, admitindo que o comportamento do PLD se reproduzisse a cada intervalo de cinco anos. Este é um procedimento usado com frequência em engenharia econômica quanto se compara fluxos de caixa com tempos diferentes (Thuesen e Fabricky, 2010).

Para tanto seria necessário considerar que o preço de venda dos contratos firmados no ACL precisariam ser renovados após 5 anos, e adotar uma precificação para este momento apontaria valores aleatórios de preço que aumentaria a incerteza do retorno e conseqüentemente o nível de risco. Além disso, efetuar uma previsão de preço *spot* de eletricidade para

um prazo superior à esse no mercado elétrico sempre fornecerá resultados bastante erráticos. Assim o prazo de análise aqui adotado, apesar de possuir algumas restrições, consegue retornar dados mais acurados do que aqueles que seriam encontrados em prazos de análise maior. Sugerimos que caso o leitor deseje realizar uma análise com um período maior que 5 cinco anos, que ela seja realizada considerando como preço de renovação de um contrato no mercado livre, preços obtidos através de modelos paramétricos de preços de mercado no longo prazo, tais como os obtidos através de uma curva *forward* de preços. A previsão do preço *spot* para um período maior poderia dar-se replicando os valores esperados e volatilidade do preço *spot* adotados.

Na fronteira eficiente para vários empreendimentos, a proporção de cada contrato no portfólio alterou-se completamente em um comparativo com os portfólios formados apenas para um empreendimento. A rentabilidade do portfólio de menor risco de vários empreendimentos foi inferior a soma dos três portfólios de um único empreendimento de menor rentabilidade. Porém, o coeficiente de correlação deste portfólio atingiu o menor índice de correlação encontrado. Já a rentabilidade do portfólio de vários empreendimentos de maior retorno obteve a mesma rentabilidade que a soma dos três portfólios mais rentáveis de um único empreendimento, no entanto, com o menor índice de correlação encontrado. Provando desta forma, que o risco é bastante reduzido quando forma-se um portfólio de vários empreendimentos.

Outra consideração importante a ser feita quanto ao risco que contratos negociados no mercado livre ou no mercado regulado oferecem refere-se a situações onde o empreendedor constrói sua usina no prazo esperado, mas a linha de transmissão ou distribuição que conecta sua usina ao sistema elétrico não fica pronta no prazo e o vendedor fica impossibilitado de entregar a energia vendida. Neste caso, contratos regulados normalmente apresentam cláusulas que isentam o vendedor de realizar ressarcimentos ou retardam o período contratual. Não há regulamentação prevista para tratar esta situação nos contratos negociados no mercado livre, de modo que neste caso o vendedor estaria sujeito a arcar com o ressarcimento apresentado neste trabalho. Porém, como no mercado livre as regras contratuais são negociadas entre as partes, é possível que o vendedor solicite a inserção desta cláusula quando negocie seu contrato com a contraparte.

Este trabalho mostrou que existe uma profusão de regras de comercialização de energia elétrica para cada tipo de fonte de geração e para cada tipo de contrato. Esta complexidade regulatória é decorrente principalmente de algumas opções que o Brasil efetuou no desenvolvimento do Setor Elétrico nas últimas décadas: opção por um sistema de despacho centralizado e promoção de incentivos para a expansão da geração de determinadas fontes.

Em um sistema de despacho centralizado, o Operador do Sistema decide quais usinas serão despachadas em cada mês, impossibilitando que cada usina defina o montante de energia que irá gerar e consiga desta forma honrar seus contratos de venda. Assim, buscou-se criar condições para que cada usina consiga a remuneração necessária para comercializar sua energia sem poder administrar sua produção. Também percebemos que há regras específicas para cada tipo de fonte de geração, pois cada tipo de fonte apresenta peculiaridades que impactam em seus custos de maneira diferente. Se tivéssemos regras iguais para todas as fontes provavelmente não teríamos conseguido expandir o sistema elétrico a partir de fontes alternativas de geração.

Contudo, ele destaca que cada tipo de usina possui diferentes tipos de contratação com regras diferentes para tratar ressarcimentos. Isto é, usinas com a mesma capacidade operativa são penalizadas diferentemente em função do contrato que vendem. Esta diferenciação é ainda maior no mercado regulado, pois a cada novo leilão as condições de ressarcimento são alteradas. No mercado livre, apesar do vendedor poder negociar as regras contratuais com sua contraparte, a maneira de ressarcir a energia não entregue ao Sistema é a mesma para cada tipo de fonte, independente do contrato firmado, pois isto está regulamentado nas regras de comercialização vigentes. Nota-se que em contratos regulados, muita mudança foi feita no sentido de abrandar as condições de ressarcimento, isto sugere que se tratando de um setor que passou por intensa modificação a partir do “Novo Modelo do Setor Elétrico”, muitas regras são criadas ou condições contratuais alteradas a partir de um aprendizado. Esta profusão de regras torna o Setor Elétrico bastante complexo e extremamente perigoso para investidores e consumidores que não conhecem a fundo este setor.

Atualmente, nosso modelo de Setor Elétrico já não é tão novo, e muito aprendizado já foi feito. O Brasil busca neste momento expandir a geração através de fontes alternativas advindas de pequenas usinas, que por exigirem menores investimentos, têm atraído empreendedores de diferentes setores. Deveríamos agora caminhar para uma padronização das regras contratuais no que se refere às condições que tratam a energia não entregue ao Sistema, independentemente do tipo de mercado ou contrato escolhido.

Toda a energia que não é entregue coloca em risco o abastecimento de energia elétrica no Brasil, independente do mercado, seja livre ou cativo. E não faz sentido punir diferentemente usinas com a mesma capacidade operativa em função do tipo de contrato que escolhem. No entanto, enquanto isto não ocorrer, acreditamos ser válido utilizar a metodologia proposta neste trabalho para avaliar investimentos em novos empreendimentos de geração.

Para trabalhos futuros poderíamos ainda otimizar cada um dos portfólio ótimos apresentados nos resultados depois de efetuada a sua composição. Em determinados casos, as regras

possibilitam que o vendedor mensalmente aloque a proporção de geração atrelada a Garantia Física da usina vendida no Mercado Livre em outros contratos que o vendedor possua no Mercado Regulado. Feito isso, o vendedor pode conseguir suprir toda a energia vendida em Contratos regulados e deixar de efetuar ressarcimentos mais duros que estes contratos normalmente impõem. O vendedor passa então a ter desvio de geração apenas nos contratos firmados no mercado livre, mas nestes casos existem maiores opções de ressarcimentos. Este tipo de otimização poderia tornar determinados portfólios mais rentáveis do que aqui foram apresentados.

Outra otimização que poderia ser feita, consultando-se as regras de comercialização, nos portfólios formados por vários empreendimentos é a de transferir a geração de determinada usina que tenha apresentado geração superior para outra que tenha apresentado desvio de geração negativo. Desta forma, estaríamos otimizando o conjunto de sazonalização das usinas.

# Referências Bibliográficas

- Aggarwal, S. K., L. M. Saini, e A. Kumar (2009). Electricity price forecasting in deregulated markets: A review and evaluation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 31, Issue 31, 13–22.
- Arfux, G. A. B. (2004). Gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com uso de instrumentos derivativos: Uma abordagem via teoria de portfólios de markowitz. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC.
- Azevedo, E. M. e P. B. Correia (2006). Bidding strategies in Brazilian electricity auctions. *28*, 309–314.
- Bai, L., C. Kang, e Q. Xia (2002). Risk evaluation of electricity price and its sensitivity analysis after deregulation. *International Conference on Power System Technology Proceedings 3*, 1377–82.
- Bar-Lev, D. e S. Katz (1976, June). A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry. *The Journal of Finance XXXI*(3), 933–947.
- Barbosa, P. (2007, Setembro). Apostila do curso de comercialização de energia elétrica e gestão de riscos - mini cose. FEEC - UNICAMP.
- Caruso, E., M. Dicorato, A. Minoia, e M. Trovato (2006). Supplier risk analysis in the day-ahead electricity market. *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution 153*, 335 – 342.
- CCEE (2011). Treinamento newave e decomp.
- CCEE (2012). Treinamento agentes de geração.
- Conejo, A., J. Contreras, R. Espinola, e M. Plazas (2005). Forecasting electricity prices for a day-ahead pool-based electric energy market. *International Journal of Forecasting 21*(3), 435–62.
- Conejo, A. J. e M. Carrion (2006, July). Risk-constrained electricity procurement for a large consumer. *IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution 153*(4), 407 – 413.

- Correia, T. B., E. Melo, A. M. da Costa, e A. J. da Silva (2006). Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. *Revista Economia* 7, 607–627.
- Duarte, A. E. A. F. (2008). Previsão de preços de energia eléctrica em mercados de electricidade - horizonte de uma semana. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- EPE (2008). Metodologia de cálculo da garantia física das usinas. Nota Técnica - Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2011). Anuário estatístico de energia eléctrica.
- Feng, D., D. Gan, e J. Zhong (2008, Julho). Supplier multi-trading strategy: A stochastic programming approach. Em *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, United States.
- Feng, D., D. Gan, J. Zhong, e Y. Ni (2007, August). Supplier asset allocation in a pool-based electricity market. *Transactions on Power Systems* 22(3), 1129–1138.
- Gunn, L. K. (2008). Precificação de contratos inflexíveis de energia eléctrica: rentabilidade e impacto de encargos e tributos. Dissertação de Mestrado, UNICAMP/FEM/DE.
- Hull, J. C. (1998). *Opções, Futuros e Outros Derivativos* (3a. ed.). Prentice-Hall.
- Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*. Wiley Finance.
- Jorion, P. (1997). *Value at Risk: The New Benchmark for Controlling Market Risk*. Mc Graw Hill.
- Kirschen, D. (2003, May). Demand-side view of electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems* 18(2), 520–527.
- Knight, F. H. (1921). *Risk, Uncertainty, and Profit*. Boston, MA: Hart, Schaffner & Marx.
- Krey, B. e P. Zweifel (2006, Feb). Efficient electricity portfolios for switzerland and the united states. *Working Papers- University of Zurich* (0602). Socioeconomic Institute.
- Krishna, V. (2002). *Auction Theory*. Academic Press.
- Liu, M. e F. F. Wu (2006, Novembro). Managing price risk in a multimarket environment. *IEEE Transactions on Power Systems* 21(4), 1512–1519.
- Liu, M. e F. F. Wu (2008, Julho). Correlation matrices estimation in energy portfolio optimization. *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 4596170.

- Liu, Y. e X. Guan (2003, Feb.). Purchase allocation and demand bidding in electric power markets. *IEEE Transactions on Power Systems* 18(1), 106–12.
- Luenberger, D. G. (1998). *Investment Science*. Oxford University Press.
- Markowitz, H. (1952). Portfolio selection. *The Journal of Finance* 7(1), 77–91.
- Menniti, D., R. Musmanno, N. Scordino, e N. Sorrentino (2008). Portfolio selection problem of a big consumer in the italian electricity market. Em DRPT (Ed.), *3rd International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Volume 3, Nanjing China, pp. 316–322.
- Mo, B., A. Gjelsvik, e A. Grundt (2001, May). Integrated risk management of hydro power scheduling and contract management. *IEEE Transactions on Power Systems* 16(2), 216–221.
- Munhoz, F. C. (2008). *Modelo de suporte à decisão para contratação eficiente de energia elétrica*. Tese de Doutorado, FEM-UNICAMP.
- Nogales, F. e A. Conejo (2006, April). Electricity price forecasting through transfer function models. *Journal of the Operational Research Society* 57(4), 350–356.
- Oliveira, M. F., G. A. B. Arfux, e R. C. G. Teive (2006). Risk management in the commercialization activity in brazil : An approach by using markowitz, var and cvar. Em *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America*, Venezuela.
- Palamarchuk, S. I. (2003). Forward contracts for electricity and their correlation with spot markets. *IEEE Transactions on Power Systems February*(1), 23–26.
- Rockafellar, R. T. e S. Uryasev (2002). Conditional value-at-risk for general loss distributions. *Journal of Banking & Finance* 26, 1443 –1471.
- Roques, F. A., D. M. Newbery, e W. J. Nuttall (2008, JULY). Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: A mean variance portfolio theory approach. *Energy Economics* 30(4), 1831–1849.
- Rothwell, G. e T. Gómez (2003). *Electricity Economics : Regulation and deregulation*. A John Wiley & Sons Publication.
- Saraiva, J. T., J. L. P. P. da Silva, e M. T. P. de Leão (2002). *Mercados de electricidade - Regulação e tarifação de uso das redes*. FEUP edições.
- Shahidehpour, M., H. Yamin, e Z. Li (2002). *Market operations in electric power systems*. A John Wiley & Sons, Inc. Publication.
- Sheblé, G. B. (1999, Maio). Decision analysis tools for GENCO dispatchers. *IEEE Transactions on Power Systems* 14(2), 745–750.

- Siddiqi, S. N. (2000, Fevereiro). Project valuation and power portfolio management in a competitive market. *IEEE Transactions on Power Systems* 15(1).
- Singhal, D. e K. Swarup (2011). Electricity price forecasting using artificial neural networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 33, 550–555.
- Takahashi, L. (2008). *Precificação de contratos flexíveis de energia elétrica: contrato-a-termo e opção*. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP – FEM.
- Talati, S. e J. Bednarz (1998, Nov-Dec). Desregulation and opportunities for industrial customers. *IEEE Transactions on Industry Applications* 34(6), 1378–86.
- Thuesen, G. J. e W. J. Fabricky (2010). *Engineering Economy*.
- Vehvilainen, I. e J. Keppo (2003). Managing electricity market price risk. *European Journal of Operational Research* 145, 136–147.
- Xu, J., P. B. Luh, e Y. Ma (2004). Power portfolio optimization in deregulated electricity markets with risk management. Em *Proceedings of the 5th World Congress on Intelligent Control and Automation*, Hangzhou, P.R. China.
- Yin, X., Z. Y. Dong, e T. K. Saha (2008). Optimal portfolio selection for generators in the electricity market. *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*.
- Yu, Z. (2003, May). A spatial mean-variance MIP model for energy market risk analysis. *Energy Economics* 25(3), 255–268.