

**RONEI MARCOS BURATTI**

**Estratégia de contratação de energia elétrica para uma  
concessionária de distribuição**

**Curitiba  
2008**

**RONEI MARCOS BURATTI**

**Estratégia de contratação de energia elétrica para uma  
concessionária de distribuição**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia de Produção e Sistemas, da Pontifícia Universidade Católica do Paraná, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia da Produção e Sistemas.

Orientador:  
Prof. Dr. Leandro dos Santos Coelho

Pontifícia Universidade Católica do Paraná – PUCPR

**Curitiba  
2008**

Dados da Catalogação na Publicação  
Pontifícia Universidade Católica do Paraná  
Sistema Integrado de Bibliotecas – SIBI/PUCPR  
Biblioteca Central

Buratti, Ronei Marcos  
B945e      Estratégia de contratação de energia elétrica para uma concessionária de  
2008      distribuição / Ronei Marcos Buratti ; orientador, Leandro dos Santos Coelho.  
- 2008.  
            xiii, 121 f. : il. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Paraná,  
Curitiba, 2008

Bibliografia: f. 87-90

1. Energia elétrica – Distribuição. 2. Serviços de eletricidade. 3. Energia elétrica – Leilões públicos. 4. Algoritmos genéticos. I. Coelho, Leandro dos Santos. II. Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas. III. Título.

CDD 20. ed. – 621.31

BURATTI, Ronei Marcos.

Estratégia de contratação de energia elétrica para uma concessionária de distribuição.

Dissertação de Mestrado - Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas.

1. Leilões Públicos de Energia; 2. Estratégia de Contratação de Energia; 3. Modelagem; 5. Algoritmos Genéticos; 6. Evolução Diferencial. I. Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas.

**“Tudo Deus fez em número, peso e medida.”**

**(Sab. 11,21)**

# Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, que, pelos seus esforços, possibilitaram que esta caminhada chegasse até este ponto. Agradeço aos colegas de turma, que foram um apoio importante em muitas horas, e sempre serão lembrados. Obrigado aos amigos que souberam compreender, que as ausências durante a realização deste trabalho eram necessárias. Agradeço a paciência e a dedicação dos professores, Dr. Humberto Xavier Araújo e Dr. Leandro dos Santos Coelho, sem os quais não seria possível a realização deste, e por fim agradeço a Deus por ter me concedido esta oportunidade.

A todos, muito obrigado!

**SUMÁRIO**

<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	7
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	8
<b>LISTA DE EQUAÇÕES</b> .....	9
RESUMO.....	11
ABSTRACT .....	12
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	13
1.1 Introdução.....	13
1.2 Revisão da Literatura.....	19
1.3 Justificativa.....	24
1.4 Objetivo .....	24
1.5 Estrutura da Dissertação .....	25
<b>2 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA</b> .....	26
2.1 Decreto 5.163/2004 .....	26
2.2 Restrições do Problema .....	42
2.3 Penalidades .....	45
2.4 Função Objetivo .....	48
<b>3 COMPUTAÇÃO EVOLUTIVA</b> .....	50
3.1 Algoritmos Genéticos.....	54
3.2 Evolução Diferencial .....	59
<b>4 RESULTADOS</b> .....	64
4.1 Dados.....	64
4.1.1 Montante de energia contratada nos leilões de energia velha e nova.....	64
4.1.2 Carga para limite de A-3. ....	65
4.1.3 Preços da energia contratada nos leilões de energia velha e nova.....	66
4.1.4 Previsão de mercado otimista e pessimista. ....	66
4.1.5 Limite do MCSD .....	67
4.1.6 Preços dos leilões futuros .....	67
4.1.7 Preço médio dos contratos – <i>Pmix</i> .....	69
4.1.8 Preço de referência – <i>VR</i> . ....	69

4.1.9	Fatores de ponderação.....	70
4.2	Configuração do Algoritmo Genético.....	70
4.2.1	Codificação das variáveis.....	70
4.2.2	Indivíduos.....	70
4.2.3	Tamanho da população.....	70
4.2.4	População inicial.....	71
4.2.5	Seleção.....	71
4.2.6	Elitismo.....	71
4.2.7	Recombinação.....	71
4.2.8	Mutação.....	71
4.2.9	Critério de parada.....	72
4.3	Configuração do Algoritmo de Evolução Diferencial.....	72
4.3.1	Tolerância máxima.....	72
4.3.2	Parâmetros a serem otimizados.....	72
4.3.3	Tamanho da população.....	72
4.3.4	Número de gerações.....	72
4.3.5	Fator de escala.....	72
4.3.6	Probabilidade de cruzamento.....	72
4.3.7	Estratégia de otimização.....	73
4.4	Cenários.....	73
4.4.1	Algoritmo Genético – PLD Alto.....	75
4.4.2	Algoritmo Genético – PLD Baixo.....	77
4.4.3	Evolução Diferencial – PLD alto.....	79
4.4.4	Evolução Diferencial – PLD baixo.....	81
4.5	Análise dos resultados.....	83
5	CONCLUSÕES.....	85
	BIBLIOGRAFIA.....	87
	APÊNDICE.....	91

**LISTA DE TABELAS**

Tabela 1: Variáveis do problema.....	36
Tabela 2: Horizonte de tempo. ....	37
Tabela 3: Contratos de energia nova, existente e montante original.....	37
Tabela 4: Código das variáveis .....	49
Tabela 5: Estratégias da ED.....	63
Tabela 6: Energia dos contratos existentes provenientes de $e_{velha}$ . ....	64
Tabela 7: Energia dos contratos existentes provenientes de $e_{nova}$ . ....	64
Tabela 8: Energia dos contratos originais de CCEAR.....	65
Tabela 9: Energia dos leilões A-3.....	65
Tabela 10: Energia dos Leilões A-5. ....	65
Tabela 11: Carga para limite de A-3.....	65
Tabela 12: Preço da energia dos contratos existentes provenientes de $e_{velha}$ .....	66
Tabela 13: Preço da energia dos contratos existentes provenientes de $e_{nova}$ . ....	66
Tabela 14: Preço da energia dos leilões A-3.....	66
Tabela 15: Preço da energia dos Leilões A-5. ....	66
Tabela 16: Mercado otimista e pessimista. ....	67
Tabela 17: Limite máximo do MCSD.....	67
Tabela 18: Preço do leilão A-3. ....	67
Tabela 19: Preço do leilão A-5. ....	68
Tabela 20: Preço do leilão MCSD. ....	68
Tabela 21: Preço do leilão de Ajuste.....	68
Tabela 22: Preço <i>PLD</i> . ....	69
Tabela 23: Preço de recontratação. ....	69
Tabela 24: Preço <i>VR</i> . ....	70
Tabela 25: Solução com o algoritmo genético para o <i>PLD</i> alto.....	75
Tabela 26: Resultados com o algoritmo genético para o <i>PLD</i> alto.....	75
Tabela 27: Solução com o algoritmo genético para o <i>PLD</i> baixo. ....	77
Tabela 28: Resultados com o algoritmo genético para o <i>PLD</i> baixo. ....	77
Tabela 29: Solução com a evolução diferencial para o <i>PLD</i> alto. ....	79
Tabela 30: Resultados com a evolução diferencial para o <i>PLD</i> alto. ....	79
Tabela 31: Solução com a evolução diferencial para o <i>PLD</i> baixo.....	81
Tabela 32: Resultados com a evolução diferencial para o <i>PLD</i> baixo.....	81
Tabela 33: Estatística do cenário 1. ....	84
Tabela 34: Estatística do cenário 2. ....	84

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1: Participação da parcela A e da parcela B na receita total. ....	18
Figura 2: Mercado <i>spot</i> de curto prazo na CCEE. ....	27
Figura 3: Sobre e subcontratação. ....	28
Figura 4: Montante de contratação. ....	31
Figura 5: Evolução da computação. ....	50
Figura 6: Ciclo evolucionário. ....	51
Figura 7: Método da seleção por roleta. ....	55
Figura 8: Recombinação em um ponto e dois pontos. ....	57
Figura 9: Mutação simples. ....	58
Figura 10: Evolução diferencial – geração de vetores modificados. ....	61
Figura 11: Algoritmo genético para o PLD alto. ....	76
Figura 12: Algoritmo genético para o PLD baixo. ....	78
Figura 13: Evolução diferencial para o PLD alto. ....	80
Figura 14: Evolução diferencial para o PLD baixo. ....	82
Figura 15: Estratégia de recontratação. ....	83
Figura 16: Estratégia de descontratação. ....	83

**LISTA DE EQUAÇÕES**

(1) Energia nova e velha no horizonte de tempo.....	37
(2) Energia contratada no ano $e(i+1)$ .....	38
(3) Energia contratada no ano $e(i+2)$ .....	38
(4) Energia contratada no ano $e(i+3)$ .....	39
(5) Energia contratada no ano $e(i+4)$ .....	40
(6) Energia contratada no ano $e(i+5)$ .....	40
(7) Limite inferior de reconstrução.....	43
(8) Montante de reposição .....	43
(9) Montante original associado ao $MR$ .....	43
(10) Restrição do $MR$ .....	43
(11) Restrição $A3(i)$ .....	45
(12) Restrição $A3(i+1)$ .....	45
(13) Restrição $A3(i+2)$ .....	45
(14) Limites do mercado pessimista e otimista.....	45
(15) Penalidade por sobrecontratação .....	46
(16) Custo financeiro da subcontratação.....	46
(17) Custo da penalidade por subcontratação.....	47
(18) Penalidade por subcontratação .....	48
(19) Função objetivo.....	48
(20) Minimização da função objetivo .....	49
(21) Vetor diferença.....	60
(22) Operador mutação evolução diferencial.....	60
(23) Gerador do vetor tentativa .....	61
(24) Seleção da ED - vetor tentativa for menor que vetor alvo.....	62
(25) Seleção da ED - vetor tentativa for maior vetor alvo.....	62

**LISTA DE ABREVIATURAS**

ACL: Ambiente de Contratação Livre .....	13
ACR: Ambiente de Contratação Regulada .....	13
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.....	15
CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado .	15
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica .....	15
MCSD: Mecanismo de Compensação de Sobras e Défcitis .....	16
MME: Ministério de Minas e Energia .....	13
MW: Mega Watt.....	14
MWh: Mega Watt hora .....	15
PIB: Produto Interno Bruto .....	67
PLD: Preço de liquidação de curto prazo .....	26
PROINFA: Programa de Incentivo as Fontes Alternativas .....	16
SIN: Sistema Interligado Nacional.....	16
VL3: Valor do Leilão A-3 .....	32
VL5: Valor do leilão A-5.....	32
VR: Valor de Referência.....	32

## RESUMO

Com o advento do Novo Modelo do setor elétrico, instituído em 2003, foram criadas regras para a comercialização da energia no setor elétrico nacional. De acordo com a nova regulação, os distribuidores deverão contratar energia para atender a 100% do mercado demandado, sob pena de aplicação de penalidades, caso se verifique sobre ou subcontratação, ao final de cada ano civil. Os distribuidores deverão realizar as compras de energia elétrica cinco anos antes da realização da demanda de seus consumidores, por intermédio dos leilões públicos promovidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Isto gera incerteza, pois a previsão da demanda para um período tão longo é de difícil execução. A fim de amenizar este risco, foram criados alguns mecanismos que permitem a contratação da energia elétrica faltante e a descontração da energia comprada em excesso. Contudo, estes mecanismos possuem limites e especificidades que tornam a determinação dos montantes de energia a serem contratados um problema de otimização com múltiplos objetivos, envolvendo equações não lineares. Este trabalho tem por objetivo equacionar o problema com base na regulação do setor e definir uma estratégia para a compra de energia elétrica nos leilões públicos, considerando-se os mecanismos de descontração e recontração permitidos pela legislação do setor elétrico e as restrições impostas para contratação nos referidos leilões. Para a resolução do problema são utilizadas técnicas de otimização com o auxílio de dois algoritmos evolutivos: os algoritmos genéticos e a evolução diferencial. A estratégia proposta é ilustrada com diferentes cenários de preços.

Palavras-chave: Leilões públicos de energia; Estratégia de contratação de energia; Modelagem; Algoritmos genéticos; Evolução diferencial.

## **ABSTRACT**

The New Model of Electric Power Sector in Brazil, implemented in 2003, introduced new rules for the sale and purchase of energy. One of the basic principles that the distribution agents have to follow is the obligation to contract out one hundred percent of the energy to the consumer marketplace. In the case of overtakes or underachieving the necessary amount, will be apply penalties. Governed by these rules, the purchase of energy in public auctions, must happen within five years from the start date established by Ministry of Mines & Energy. The advance purchase of energy, forecast by consumer demand history, will make it difficult to hit a target accurately thus the reason these systems were created to increase energy production and sell the energy in surplus. The system simulates different situations of consumer demand to accurately produce the exact amount of energy needed to support the infrastructure and sell the extra energy respecting the legislative sector and the restrictions created within the public auctions. The results are used with techniques of optimization that have multiple objectives involving non-linear equations in conjunction with the aid of two evolutionary algorithms: the genetic algorithms and the differential evolution. The results are shown through different scenarios of price.

Keywords: Auctions Public Power; Strategy for the Purchase of Energy; Modeling; Genetic Algorithms; Differential Evolution.

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 Introdução

No ano de 2003, o Governo Federal do Brasil, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia (MME), lançou o Novo Modelo Institucional do setor elétrico tendo como foco principal a criação de um marco regulatório que pudesse garantir o suprimento de energia elétrica no país, evitando possíveis cenários de falta de energia, ou seja, os denominados “racionamentos” ou “apagões” que aconteceram no ano de 2002 [1]. O objetivo básico da nova regulamentação é a atração de investimentos para o setor elétrico que cumpram a função de expandir a oferta e o transporte (linhas de transmissão) de energia elétrica. Por outro lado, o Governo Federal buscou garantir também que o consumidor final não fosse severamente penalizado. Assim sendo, o preço final da energia elétrica deve ser o mínimo possível para todas as classes de consumo, satisfazendo o preceito da “Modicidade Tarifária”.

As premissas que norteiam a filosofia do Novo Modelo do setor elétrico estão contidas na Lei 10.848/2004 [2] e no Decreto 5.163/2004 [3], tornando-se estes os documentos legais de maior relevância frente ao marco regulatório do setor elétrico.

Tanto na Lei 10.848/2004 como no Decreto 5.163/2004 que o regulamentou, estão descritas as regras do setor. Para atingir o objetivo de criar condições favoráveis de atração de investimentos, foram necessárias significativas mudanças na forma de comercialização da energia elétrica [4] [5]. O Novo Modelo, sob este foco, segmentou o setor elétrico em dois ambientes distintos de comercialização: o primeiro, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que abrange as relações com o consumidor cativo, e o segundo, chamado Ambiente de Contratação Livre (ACL), que representa a parcela dos consumidores livres.

Os consumidores cativos são, de acordo com a Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) 456/2000 Artigo 2º inciso III, as pessoas físicas ou jurídicas, ou reunidas em comunhão de fato ou de direito, legalmente representadas, que solicitam à concessionária de distribuição o fornecimento de

energia elétrica e assumem a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da Aneel, vinculando-se aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão, conforme o caso. Ainda na mesma resolução, inciso IV, é definido como consumidor livre àquele que pode optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor do país, conforme legislação e regulamentos específicos. O grupo de consumidores livres é formado por grandes consumidores industriais, estes com carga superior a 3 MW (Mega Watt).

De acordo com as novas regras do setor elétrico, as empresas de distribuição de energia elétrica devem adquirir energia suficiente para atender a todo o mercado formado pelos seus consumidores cativos, uma vez que não é de responsabilidade destas a previsão e compra da energia destinada aos consumidores livres.

A obrigatoriedade da compra de energia regulada impõe, aos distribuidores, riscos elevados associados ao repasse do preço e do montante de energia adquirida para revenda aos consumidores, fato este que não existia antes da adoção das novas regras de comercialização.

À luz da nova regulação do setor elétrico, os distribuidores deverão realizar as compras de energia elétrica com antecedência mínima de até cinco anos antes da realização da demanda dos consumidores cativos, por intermédio dos leilões públicos com preços regulados. Isto gera incerteza, pois a previsão da demanda para um período tão longo é de difícil execução. Para amenizar este risco, foram criados mecanismos que permitem a contratação de energia para completar o atendimento de 100% da demanda e mecanismos de descontração para a energia comprada em excesso. Entretanto, estes mecanismos possuem limites e especificidades que tornam o problema da determinação dos montantes a serem contratados um problema de otimização com múltiplos objetivos, envolvendo equações não lineares.

Os pontos críticos no processo da determinação dos montantes podem ser resumidos em três principais: i) o risco associado à incerteza da realização da previsão de mercado para os próximos cinco anos; ii) a obrigatoriedade da contratação de 100% do mercado previsto; e iii) a responsabilidade por uma estratégia adequada para a contratação da energia elétrica necessária.

À medida que o novo modelo do setor elétrico esta se consolidando e os

leilões de energia vêm sendo realizados, percebe-se a necessidade de mecanismos que auxiliem na definição das estratégias de compra. Atualmente, esta decisão, em diversas empresas do setor, é baseada unicamente na experiência dos especialistas das concessionárias, tornando o processo vulnerável sob o ponto de vista gerencial.

O processo de verificação do nível de contratação dos distribuidores ocorre na prática no final de cada ano civil. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) verifica a posição final de contratação dos distribuidores, subtraindo do total de energia contratada para aquele ano, o total de energia demandada pelos consumidores. Caso o resultado seja positivo, os distribuidores estarão na posição de sobrecontratação. A penalização nesta situação será o não repasse do excedente dos montantes de energia em (MWh), para as tarifas finais dos consumidores. Nesta situação, os distribuidores poderão auferir prejuízo ou lucro, dependendo dos preços vigentes da energia no mercado de curto prazo (*spot*). Por outro lado, se o resultado for negativo, significa que houve falta de energia para atender o mercado demandado, ou seja, a subcontratação. A penalização será o não repasse integral dos custos com a compra de energia (preço) adquirida no mercado de curto prazo, além da multa calculada para cada MWh não contratado, de acordo com as regras de comercialização definidas pela CCEE.

A fim de atender aos preceitos impostos pelo novo modelo, inclusive o de modicidade tarifária, os distribuidores devem adquirir energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). É somente neste ambiente que os distribuidores podem garantir a compra de energia para o atendimento da totalidade do mercado demandado, de tal forma a evitar a sub e sobrecontratação. A forma da contratação se dá exclusivamente através de leilões públicos, regulados pela Aneel e executados, geralmente, pela CCEE.

São comercializados nos leilões públicos os Contratos de Compra de Energia Elétrica do Ambiente Regulado – CCEAR, que podem ser adquiridos nos seguintes tipos de leilão: compra de energia nova para os anos “A-5” e “A-3”, compra de energia existente para o ano “A-1” e compra de energia existente no leilão de ajuste no ano “A”. Por ano “A” entende-se o ano da realização do mercado, ou seja, o ano “A-5” faz referência ao quinto ano antes da realização do mercado, “A-3” é o terceiro ano anterior ao da realização do mercado, “A-1” é o ano anterior ao da realização do mercado e o ano “A” é o próprio ano da realização do mercado. Além destes, está previsto ainda o Mecanismo de Compensação de Sobras de

Déficits (MCSD) que poderá servir como instrumento de compra de energia existente no ano "A".

Compõem ainda como lastro para a distribuidora, as energias contratadas até 16 de março de 2004, as provenientes de geração distribuída, as fontes alternativas de energia elétrica, como o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas (PROINFA) e a energia adquirida de Itaipu Binacional.

Todas as regras para a compra de energia e demais normas do setor elétrico são definidos pelo Governo Federal, tendo o MME a atribuição de poder concedente e a Aneel a função de órgão regulador do setor elétrico. A regulamentação e fiscalização do setor se fazem necessárias uma vez que a atividade de distribuição de energia possui características de monopólio natural, devendo ser regulado por regras para garantir o direito dos consumidores finais.

Por definição, monopólio natural ocorre quando um determinado bem ou serviço (não facilmente substituível) pode ser fornecido por uma única firma para um mercado a menor custo que duas ou mais firmas, com as tecnologias disponíveis. A partir desta premissa é compreensível que os preços dos insumos e a qualidade do serviço prestado devam ser regulados por entidades externas, que no caso brasileiro são o MME e a Aneel.

Segundo a teoria de Regulação de Monopólios, cujos principais expoentes são George Stigler (1971) e Sam Peltzman (1976), devem ser reguladas pelo Estado as atividades econômicas que prestam ou produzem produtos e serviços básicos para vida econômica e social, os monopólios naturais, além daquelas atividades que demandem investimentos com longos prazos de maturação ou com custos irrecuperáveis.

Regulação é o uso do poder coercitivo que tem como objetivo restringir as decisões dos agentes econômicos. A regulamentação econômica refere-se às restrições impostas pelo governo sobre as decisões das firmas com relação ao preço, quantidades, entrada e saída do setor (Viscusi, Vernon & Harrington, 1998, 307).

A regulação de monopólios é, portanto uma intervenção estatal para garantir o equilíbrio artificial do mercado (Spulber, 1989).

Atualmente existem, sessenta e quatro distribuidores no Sistema Interligado Nacional (SIN), cada qual com uma concessão específica para atuação em determinada região do país.

O principal instrumento legal que regula os serviços de utilidade pública é o

Contrato de Concessão firmado entre as empresas prestadoras do serviço e o MME como poder concedente. Este contrato de concessão garante ao seu detentor que não existirá concorrência de outro fornecedor na área concedida, reconhecendo portanto, o caráter de monopólio natural do serviço de distribuição de energia elétrica.

A ação do regulador, MME e Aneel, de um serviço monopolista deve estar orientada para a obtenção simultânea de dois objetivos fundamentais: o primeiro é o de garantir o direito dos consumidores de receber o serviço com a qualidade estabelecida no contrato de concessão e de pagar por esse serviço uma tarifa justa, a modicidade tarifária. A tarifa justa evita que os consumidores paguem encargos indevidos, como também paguem valores insuficientes que conduzam à deterioração na qualidade do serviço. O segundo objetivo fundamental garante o direito dos prestadores do serviço que atuam com eficiência e prudência obtendo ganhos suficientes para cobrir custos operacionais e obter adequado retorno sobre o capital investido.

Sob a ótica da regulação de monopólios, o regulador disciplinou a forma de repasse dos custos dos distribuidores com a adoção das tarifas de energia elétrica, que são aplicadas aos consumidores finais. Estas tarifas seguem o princípio de regulação *Price Cap* ou preço teto. O regulador determina qual a tarifa máxima que pode ser aplicada, considerando uma estrutura de custos, na qual o custo com a energia comprada para revenda é a principal componente.

No Brasil, as tarifas aplicadas aos consumidores finais são divididas em duas parcelas: a Parcela A e a Parcela B. A parte da tarifa total reconhecida como “Parcela B” é também chamada de parcela de custos gerenciáveis. Compreendem a parcela dos custos operacionais, remuneração permitida e quota de reintegração dos ativos. Sobre estes custos a distribuidora detém gerência e pode atuar para otimizar seu desempenho. Uma segunda parte da tarifa é composta pelos custos não gerenciáveis, chamados de “Parcela A”. São os custos de aquisição de energia elétrica e os encargos arrecadados e repassados ao governo federal.

Especificamente sobre os custos de aquisição de energia elétrica, que correspondem a aproximadamente 70% do total da Parcela A, conforme apresentado na Figura 1, o regulador estabeleceu que deverá ser repassada para as tarifas finais a totalidade dos seus custos. Importante observar que os distribuidores não obtêm nenhum tipo de margem ou lucro na venda de energia

elétrica, já que a Parcela A, por não ser gerenciável, segue o conceito de *Pass Thru* (repassa integral). Por este motivo é de extrema importância que os custos de aquisição de energia elétrica sejam reconhecidos integralmente, garantindo a neutralidade da parcela A.

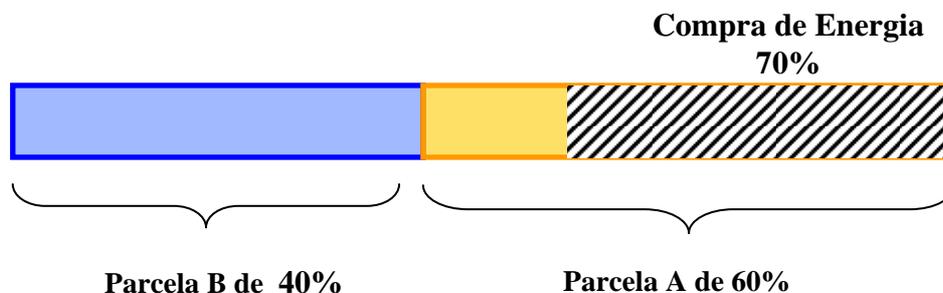


Figura 1: Participação da parcela A e da parcela B na receita total.

Ocorre, no entanto, que com o advento do novo modelo e a obrigação da compra antecipada em cinco anos antes da realização do mercado, os distribuidores podem não se ajustar adequadamente à demanda futura, sofrendo penalidades como o não repasse integral do montante contratado, no caso de sobrecontratação, ou multa por subcontratação. Isto representa um sério risco financeiro para o equilíbrio econômico financeiro dos distribuidores de energia elétrica, justificando a necessidade de um mecanismo eficiente de determinação dos montantes de energia elétrica que devem ser contratados nos leilões públicos.

## 1.2 Revisão da Literatura

Os mercados mundiais de energia apresentam uma diversidade grande de modelos empregados na comercialização de energia, pois cada país apresenta especificidades em relação ao ajuste da teoria de regulação de monopólios à realidade verificada. De certa forma cada um é único sob este enfoque, pois apresentam condições diferentes, como por exemplo, as características das redes de distribuição de energia elétrica, a densidade de consumo, o número de empresas de distribuição de energia elétrica, geração e transmissão, as fontes de geração, as condições geográficas do país, entre outros. Também devem ser levados em consideração os fatores sócio-econômicos, como renda da população e capacidade de pagamento.

As formas de regulação da comercialização de energia mais comumente empregadas podem ser subdivididas em dois grupos: a primeira “desregulamentada”, onde os agentes do mercado atuam para manter o equilíbrio, e a segunda “regulada”, com forte controle do Estado.

Observa-se que existe certa tendência à desregulamentação dos mercados, nas últimas décadas [6], [7], como é o caso da Europa. Lá estão localizados dois importantes sistemas de comercialização de energia baseados em uma espécie de condomínio ou bolsa de energia, comumente chamados de *Pool*: o *Nordic Electricity Exchange Nord Pool* e o *Electricity Pool of the United Kingdom*. Segundo Mannilla e Korpinen [8], a União Européia definiu na diretiva 92/96/EC as metas mínimas para a liberalização do mercado de energia. Em fevereiro de 1999, a maioria das nações membro deveriam ter pelo menos 26% de seus mercados liberalizados [6]. A meta já foi superada, onde a média de liberalização é de aproximadamente 60%. Até o momento, na Europa, principalmente no Reino Unido, Noruega, Finlândia e Suécia já haviam aberto todo o setor de varejo de energia para o mercado competitivo, ou seja, o consumidor cativo passou à condição de livre, podendo escolher seu fornecedor de energia.

Tanto no *Nordic Electricity Exchange Nord Pool* como no *Electricity Pool of the United Kingdom*, os distribuidores locais compram energia de forma centralizada, por intermédio do *Pool* [8], semelhante ao que ocorre no Brasil, contudo, aqui o mercado é ainda muito regulado. No primeiro *Pool*, a energia é proveniente de geração existente, fazendo com que o preço tenha alta volatilidade

frente à demanda. Já no segundo Pool, a energia comercializada é determinada pela geração futura. O preço neste caso oscila menos. Analogamente ao sistema brasileiro, a energia comercializada nos leilões públicos provém basicamente de futuros empreendimentos de geração, logo existe a tendência de menor variabilidade dos preços, fato este que vem se comprovando na prática.

Em alguns países, como citado em [9], para reduzir a volatilidade de preços e também para tornar o mercado mais líquido, foram adotadas soluções como os mercados derivativos, futuros e opções, semelhante ao que ocorre no mercado financeiro. Nestas modalidades, as negociações do produto “energia elétrica” são tratadas como um ativo básico ou *commodities* como é tecnicamente denominado. Para operar de forma eficiente com esses mecanismos, é necessária a adoção de ferramentas que dêem suporte à decisão para auxiliar os agentes com o objetivo de minimizar os riscos, que nesses mercados são elevados.

A variação repentina dos preços de energia, tanto nos *Pools* quanto nos leilões, é apontada em [9], como decorrente das características da carga, geralmente atreladas a sazonalidade, mudanças climáticas e o crescimento estocástico da carga, bem como as características do gerador vinculadas, sobretudo a tecnologia utilizada, disponibilidade de geração, preço do combustível utilizado e restrições técnicas.

O fator desencadeante das variações de preços da energia com maior importância pode ser creditado à incerteza da previsão de demanda local, devido à diversidade das características da demanda, conforme citado em [10].

O problema da variação do preço da energia em mercados desregulamentados é que os distribuidores têm a obrigação de fornecer a energia a preço regulado e enfrentar os riscos do preço *spot* e ainda o risco da carga que representa a incerteza da geração de energia devido às condições climáticas ou de insumos [11], [12]. O risco do preço e o risco da carga são severos para os distribuidores, pois as condições de suprimento e demanda podem variar significativamente. Existe a necessidade de se mitigar o efeito do risco de preço. Comumente são utilizados contratos a termo e contratos de opções. No entanto, para o risco da carga os mecanismos comumente utilizados em outros setores produtivos não podem ser aplicados, pois a energia elétrica não pode ser estocada, o que agrava o tratamento do problema.

Para garantir lucros razoáveis e ao mesmo tempo minimizar o risco da

variação do preço, diversos mecanismos podem ser aplicados, sendo o mercado de futuros e de opções os mais adequados. O conceito básico desses mecanismos é a proteção ou *hedge* garantindo um preço aceitável no presente para um mercado que se realizará no futuro [13], [14], [15].

O *hedge* para o setor elétrico, assim como para qualquer outro setor, tem um custo que deve ser precificado e incorporado ao custo da energia comprada. Para Correia *et al.* [16], que analisaram a natureza dos custos de transação dos contratos de opção na comercialização de energia elétrica, o risco mais evidente dessas operações está associado ao fato de que o retorno não pode ser medido previamente, no entanto chega-se à conclusão que apesar dos custos de contratação de derivativos, os mesmos são mais do que compensados pelas economias geradas advindas da redução do preço médio da compra e, sobretudo, pela redução do risco.

Por outro lado, diferentemente do *Pool* onde o preço é definido de forma centralizada, nos leilões, o preço é definido pelos próprios participantes [17], [18]. O leilão é um instrumento eficiente quando a referência de preços não está suficientemente definida no mercado. É um método baseado na concorrência, onde o vendedor e o comprador buscam maximizar o benefício.

No Brasil, o setor de energia elétrica vem passando por um processo de liberalização do mercado, iniciado na década de 90. Atualmente, com o advento do novo modelo, observa-se um novo processo de reestruturação regulatória.

O estímulo à oferta e a garantia da modicidade tarifária, com o objetivo de minimizar o risco de déficit no suprimento, são os alicerces dessa nova reestruturação do modelo. Com a criação de um ambiente regulado, os investimentos privados obtiveram a garantia da venda via leilões públicos, no entanto estes leilões impõem riscos adicionais aos distribuidores. A busca de uma estratégia adequada de contratação que esteja de acordo com a nova regulamentação tornou-se imprescindível.

Guimarães [19] analisou o novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro e seus impactos nas empresas de energia, com o objetivo de determinar a melhor estratégia de contratação nos leilões no ACR. Utilizou a metodologia de otimização multi-estágio, ou árvore de decisão. Esta metodologia utiliza probabilidades de contratação e cenários de preços de energia, visando minimizar tanto a modicidade para os consumidores quanto os custos para as concessionárias.

A modelagem em árvore estudada por Guimarães [19], é representada por uma seqüência temporal da demanda, formando uma árvore com diversos nós. A cada nó é associada uma probabilidade de crescimento da demanda (baixo, médio e alto). Sendo o horizonte de tempo definido, obtêm-se as trajetórias possíveis e os respectivos custos de aquisição de energia e penalidades associadas a cada trajetória. Esta abordagem difere do modelo proposto por este trabalho, pois na metodologia de árvore de decisão o foco está na evolução da demanda, enquanto que no modelo proposto, o foco está na inter-relação entre os mecanismos de contratação e descontração.

Uma segunda alternativa para se equacionar o problema da contratação de energia nos leilões é apresentada em [20]. Nesta, os autores propõem a utilização da técnica de otimização via algoritmos genéticos. A modelagem do problema considerou as variáveis estabelecidas no Decreto 5163/2004, contudo, não foi contemplado o MCSD, pois ainda não havia sido devidamente regulamentado. Outro aspecto, diz respeito à fórmula de penalização por subcontratação, que foi refeita pela CCEE em dezembro de 2007 e pode alterar os resultados dependendo do cenário de preços adotado. Estas diferenças no modelo apresentado impedem a comparação direta com os resultados deste trabalho.

Recentemente, Dias [21] estudou a aplicação de algoritmos genéticos visando à determinação dos montantes de energia a serem adquiridos nos leilões A-5, A-3 e A-1. O autor afirmou que devido ao pouco tempo (três anos) transcorrido desde a implementação do novo modelo em 2004, havia ainda uma escassez de metodologias que permitiam ou auxiliavam na tomada de decisão e que a falta de mecanismos mais confiáveis levou as distribuidoras a adotarem procedimentos empíricos para a compra de energia elétrica. Ressalta-se, assim, a importância de novos estudos sobre o problema, desde a sua modelagem até o desenvolvimento de novas estratégias de compra de energia elétrica.

O trabalho desenvolvido em [21] teve objetivos parecidos com os propostos nesta dissertação, fato este que merece uma argumentação mais acurada no sentido de se demonstrar os aperfeiçoamentos que se pretendem atingir neste trabalho.

A metodologia utilizada em [21] é fundamentada na técnica de inteligência artificial, denominada Algoritmos Genéticos (AGs), uma das técnicas que se quer utilizar nesta dissertação, pois diversos autores [20], [21], [30], [22], [24] sustentam

sua aplicabilidade no problema proposto. No presente trabalho uma maior atenção é dada no desenvolvimento das equações envolvidas na formulação da função objetivo do problema, eliminando diversas simplificações dos trabalhos anteriores. Isto garante uma maior adequação às regras que definem o Novo Modelo do setor elétrico nacional.

Um aspecto que não foi abordado em [21] é a incorporação do custo da energia em cada ano e não somente das penalidades na função objetivo. Assim, o algoritmo minimizará o custo total, conforme os preceitos da modicidade tarifária.

Outro ponto é a inclusão do montante de reposição e do limite inferior de recontratação, pois a partir de 2009 o leilão A-1 servirá exclusivamente para recontratação da energia dos contratos que se encerram no ano corrente. Os montantes dos contratos existentes dos distribuidores que se encerram em cada ano devem ser recontratados e, como atingirão quantidades expressivas a partir de 2011, a modelagem deste item é de fundamental importância para a estratégia de gestão de compra de energia. A obrigatoriedade da compra do montante de reposição está restrita ao limite inferior de recontratação, que se aproxima de 96% do total da energia a ser recontratada, ou seja, 4% do total da energia a ser recontratada será uma decisão estratégica dos distribuidores. Neste sentido o algoritmo proposto neste trabalho, deverá definir qual a melhor estratégia de recontratação que minimize o risco.

O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) não foi implementado em [21] devido à incerteza de sua existência nos anos futuros, contudo, vale a pena argumentar que a experiência dos profissionais dos distribuidores é suficiente para determinar quando e quanto se pode contratar com este mecanismo. Desta forma, o MCSD é modelado neste trabalho, estabelecendo-se um limite superior para sua contratação.

Quanto ao montante de energia que pode ser descontratado, conforme prevê a legislação, foi utilizado em [21] o limite de 4% da energia contratada no segundo ano anterior ao do leilão em questão. No presente trabalho modela-se a descontratação com base em critérios mais objetivos, de forma a ser possível identificar ano a ano a melhor estratégia de descontratação.

Outro aprimoramento é a modelagem do lucro ou prejuízo decorrente da sobrecontratação. Isto é possível com a inclusão da totalidade dos contratos da distribuidora a cada ano e seus respectivos preços.

### 1.3 Justificativa

Um fator importante a se observar, que justifica a realização deste estudo, é o impacto financeiro que a gestão da compra de energia elétrica pode causar a uma distribuidora de energia elétrica. Devido à regulamentação em vigor, os distribuidores são prejudicados pela previsão equivocada do montante de contratação. Os valores financeiros envolvidos são significativos, pois os desvios que podem gerar a sobre ou subcontratação são penalizados com cifras que chegam facilmente à dezenas de milhões de reais.

Deve-se considerar que a dificuldade da previsão dos montantes de energia está relacionada à natureza da modelagem do problema, uma vez que se trata de uma otimização com múltiplos objetivos, envolvendo equações não lineares.

Sobre a regulamentação do setor elétrico, observa-se que, por ser complexa, foi concluída apenas recentemente. Nos trabalhos desenvolvidos por outros autores, foram utilizadas simplificações, justamente por estas regras não estarem definidas à época. No atual estágio de desenvolvimento do setor elétrico, é possível determinar os montantes a serem contratados, com base em equações elaboradas com maior precisão matemática e aderência a regulação vigente.

### 1.4 Objetivo

Pretende-se com o presente trabalho determinar os montantes de Energia Elétrica, em MWh, necessários para o atendimento da demanda de uma distribuidora de energia elétrica, garantindo, por um lado, o repasse integral dos custos de aquisição para as tarifas de energia elétrica e, por outro, proporcionar uma tarifa justa ao consumidor final, face ao Novo Modelo do setor elétrico.

O objetivo é definir uma estratégia para a determinação dos montantes da energia elétrica a ser contratada nos leilões A-5, A-3, A-1, Ajuste e MCSD, bem como os limites de recontratação e descontratação, para um horizonte de tempo de cinco anos. Visa-se com isso auxiliar a tomada de decisão na compra de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição, por meio da modelagem do problema, de acordo com a regulamentação do setor elétrico nacional e sua solução através de técnicas evolutivas: algoritmos genéticos e evolução diferencial.

## 1.5 Estrutura da Dissertação

No capítulo 2 é apresentada a formulação matemática do problema, considerando-se a legislação vigente, em especial o Decreto 5.163/2004. Neste capítulo, são modelados as restrições do problema, os custos das penalidades e a função objetivo a ser minimizada.

Uma breve descrição da computação evolutiva é apresentada no capítulo 3, destacando-se as técnicas de algoritmos genéticos e evolução diferencial que são utilizadas na resolução do problema.

No capítulo 4, são explicitados os dados e a configuração utilizados nos algoritmos, juntamente com os resultados obtidos para dois cenários.

No capítulo 5, são apresentadas as conclusões finais e as sugestões para trabalhos futuros.

## 2 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Nesta seção, o problema é descrito com base no Decreto 5.163/2004, onde é proposta a modelagem matemática do custo da energia para cada ano da previsão, das restrições e penalidades impostas pela legislação do setor elétrico e da função objetivo.

### 2.1 Decreto 5.163/2004

O Decreto 5.163/2004 tem por objetivo primordial estabelecer as relações comerciais entre os agentes do setor elétrico, estipulando, sobretudo, as formas e os instrumentos necessários para a compra e venda de energia elétrica.

Sob o ponto de vista dos compradores, o Decreto 5.163/2004 impõe aos distribuidores a obrigação de garantir o atendimento a 100% de seus mercados de energia por intermédio de contratos registrados na CCEE.

“Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:

II - os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela Aneel.”

A obrigação estabelecida no Art. 2º do Decreto 5.163/2004 visa garantir que os distribuidores tenham lastro suficiente para atender a demanda de energia de todos os seus consumidores no ano corrente, evitando que existam saldos negativos de energia a serem liquidados no mercado *Spot* da CCEE. A regra estabelecida no setor elétrico determina que toda vez que uma distribuidora tiver saldo negativo de energia física no mês, será assegurado o direito da compra *ex-post* ao preço de liquidação de diferenças (PLD) na CCEE. Isto é possível uma vez que o sistema elétrico brasileiro constitui um Sistema Interligado onde a energia solicitada ao sistema é entregue fisicamente durante o mês e contabilizada ao final do mês, verificando a posição de saldos positivos ou negativos. Desta forma mesmo que a distribuidora não possua contratos de energia suficientes para atender seu mercado, a entrega física é garantida pelo sistema interligado, ou seja, o consumidor final recebe a energia elétrica, sem ser prejudicado por este fato.

A CCEE é a responsável pela aferição dos saldos de energia de todos os agentes do setor elétrico. A Figura 2 ilustra a forma como a CCEE calcula mensalmente os déficits e sobras de energia, aplicando o PLD nas diferenças encontradas.

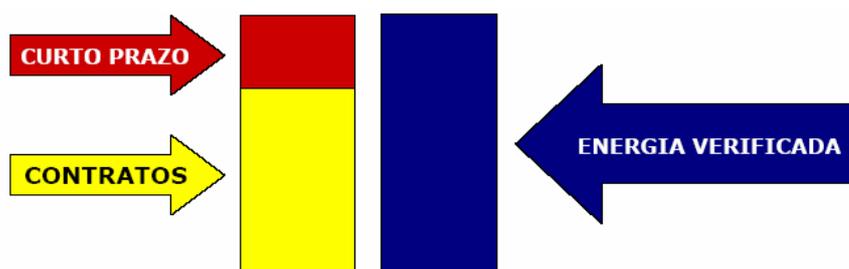


Figura 2: Mercado *spot* de curto prazo na CCEE.

Existe, contudo, a situação em que os consumidores finais podem ser prejudicados pela falta de lastro contratual dos distribuidores. É o caso onde a energia elétrica no sistema interligado não é suficiente para atender a todos os distribuidores demandantes de energia. Ocorre quando um número significativo de distribuidores estiver sem lastro contratual, ou seja, subcontratados. Neste caso, acontece a falta de empreendimentos de geração no sistema, que não foram construídos, pois não foram contratados pelos distribuidores. Esta é uma das situações que pode levar ao racionamento de energia elétrica, semelhante ao ocorrido no ano de 2002.

O Novo Modelo, cujo objetivo em última instância é garantir o suprimento de energia elétrica, estabeleceu, no Artigo 3º do Decreto 5.163/2004, a provisão para a aplicação de penalidades caso os distribuidores estejam subcontratados, evitando a falta de lastro contratual, conforme apresentado na Figura 3. A formulação algébrica das penalidades será descrita adiante.

“Art. 3º As obrigações de que tratam os incisos do caput do art. 2º serão aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização.

§ 1º A aferição de que trata o caput será realizada a partir da data de publicação deste Decreto, considerando, no caso da energia, o consumo medido e os montantes contratados nos últimos doze meses.”

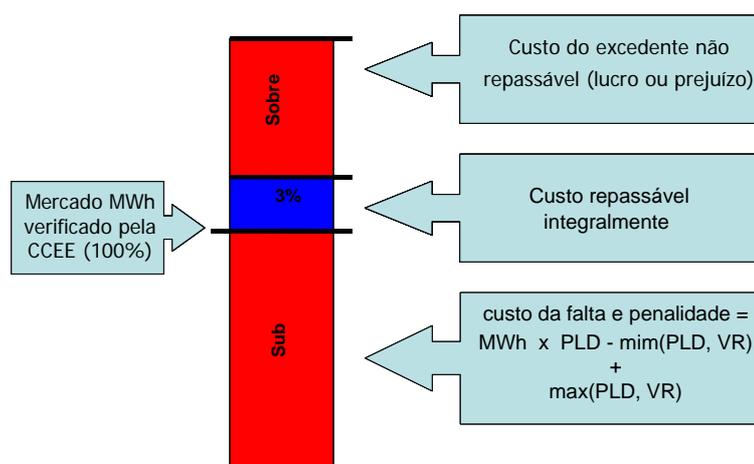


Figura 3: Sobre e subcontratação.

Diante das regras impostas pelo Decreto 5.163/2004, os distribuidores só podem adquirir energia de forma regulada, contratando cem por cento do seu mercado de energia, nos leilões realizados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). São considerados nesses leilões dois tipos distintos de energia, conforme comentado no Artigo 11: empreendimentos de geração existentes e novos empreendimentos de geração.

É importante para a modelagem do problema de compra de energia, a definição do que seja energia de novos empreendimentos e energia existente, pois cada tipo tem um tratamento específico quanto ao repasse dos seus custos para as tarifas.

A energia proveniente de novos empreendimentos de geração é aquela que até a data de publicação do edital do leilão para sua venda, não seja detentora de concessão, permissão ou autorização, ou ainda, seja parte de empreendimentos existentes que venham a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada. Já a energia proveniente de empreendimentos de geração existente é aquela que está em operação ou possui autorização para tal. Sinteticamente, pode-se afirmar que a energia de novos empreendimentos de geração não existe jurídica ou fisicamente até a data de edital do leilão. O empreendedor, ao participar e vencer o leilão adquire o direito e a obrigação de construir o empreendimento de geração, aumentando a capacidade do sistema elétrico. Para a energia existente, não existe o aumento da capacidade do sistema elétrico, pois ocorre apenas a recontração da energia já disponível no sistema

elétrico.

Os distribuidores, para o atendimento de cem por cento do mercado de energia, deverão contabilizar a energia adquirida antes da institucionalização do novo modelo. O Decreto 5.163/2004 em seu Artigo 13 estabelece o rol das energias elegíveis para obrigação:

I - contratada até 16 de março de 2004;

II - contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajustes, e de novos empreendimentos de geração; e

III - proveniente de:

a) geração distribuída;

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; e

c) Itaipu Binacional.

Para a formulação do problema, a energia adquirida nos contratos firmados em datas anteriores ao do Novo Modelo, 16 de março de 2004, bem como aquela proveniente de Geração distribuída, Proinfa e de Itaipu Binacional, serão tratadas como energia de base, ou seja, como um bloco de energia que não interfere no problema de otimização, pois já estão contratadas e o objetivo deste trabalho é definir o montante de energia a ser comprado nos leilões públicos.

Para a participação nos leilões é necessário que os distribuidores informem antecipadamente ao Ministério de Minas e Energia (MME) o mercado previsto e a quantidade de energia que se pretende adquirir.

A fim de evitar a subcontratação dos distribuidores, o Novo Modelo estabeleceu a obrigatoriedade da contratação antecipada em cinco anos antes da realização da carga. De acordo com o Artigo 17 do Decreto 5.163/2004, os distribuidores devem apresentar a previsão do mercado para os próximos cinco anos.

“Art. 17. A partir de 2005, todos os agentes de distribuição, vendedores, autoprodutores e os consumidores livres deverão informar ao Ministério de Minas e Energia, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos

subseqüentes.”

Com base nessas informações o MME tem condições de estabelecer o montante de energia que será demandado pelo conjunto de todos os distribuidores do Sistema Interligado, e tomar providências para que exista oferta suficiente de energia, quando da realização dos leilões.

Ao mesmo tempo, os distribuidores devem declarar todo ano ao MME o montante de energia que pretendem comprar nos leilões. Esta declaração formal constitui um documento irretroatável, onde o montante declarado será comprado no leilão.

“Art. 18. Sem prejuízo da obrigação referida no art. 17, todos os agentes de distribuição, a partir de 1º de janeiro de 2006, em até sessenta dias antes da data prevista para a realização de cada um dos leilões de que trata o art. 19, deverão apresentar declaração ao Ministério de Minas e Energia, definindo os montantes a serem contratados para recebimento da energia elétrica no centro de gravidade de seus submercados e atendimento à totalidade de suas cargas.”

Os leilões são promovidos pela Aneel, e executados pela CCEE onde se comercializam três tipos básicos de produtos, segundo Artigo 19 §1º: o produto A-5, A-3 e A-1.

“§ 1º Os leilões para compra de energia elétrica de que trata o caput serão promovidos, observado o disposto nos arts. 60 a 64:”

“I - nos anos "A 5" e "A 3", para energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração;”

“II - no ano "A - 1", para energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente.”

A letra “A” antes de cada produto indica que a energia comercializada iniciará seu suprimento no ano base A, que é o ano da realização da carga. Os números 5, 3 e 1 indicam o número de anos anteriores ao ano base A em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica. Como exemplo, para determinar a composição do montante de energia no ano de 2011, deve-se verificar o montante comprado no leilão A-5 realizado em 2006, o montante comprado no leilão A-3 realizado em 2008 e o montante comprado no leilão A-1 realizado em 2010.

O problema é determinar o quanto comprar de cada produto A-5, A3 e A-1, de forma a atender a necessidade de contratação de no mínimo cem por cento do mercado e evitar os riscos de sub e sobrecontratação. Para isto, o modelo proposto neste trabalho faz a comparação, em cada ano, do montante contratado com o

mercado otimista e pessimista, determinando a exposição a sobre e subcontratação. Não faz parte do escopo deste trabalho projetar as demandas otimistas e pessimistas. Estes são dados fornecidos pelas concessionárias, pois as projeções envolvem metodologias próprias.

A Figura 4 exemplifica a composição de contratos de energia no ano.

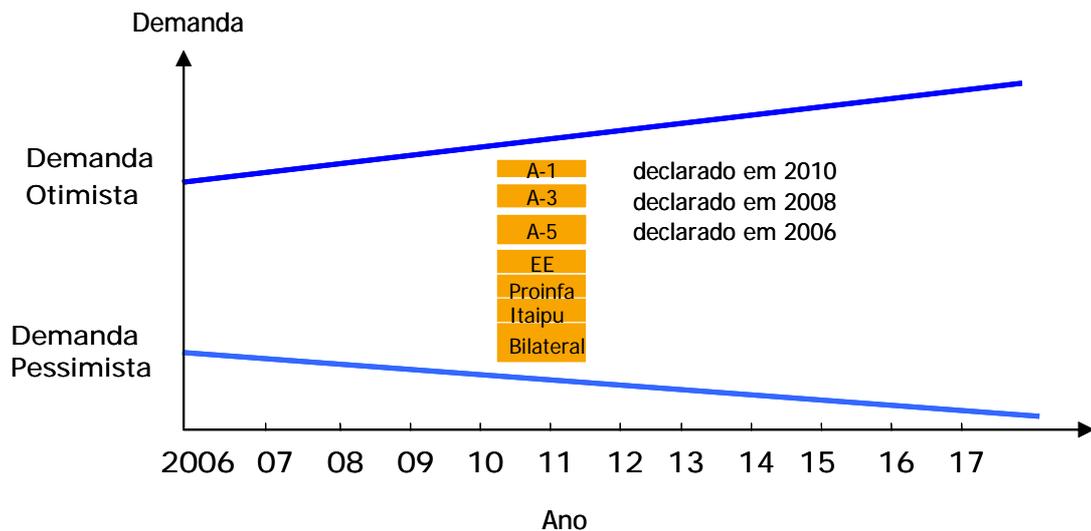


Figura 4: Montante de contratação.

Os leilões dos produtos A-5 e A-3 se destinam a comercializar a energia proveniente de novos empreendimentos de geração, mas se distinguem em relação à fonte de geração. Tendo em vista que o leilão A-5 dispõe de cinco anos para a entrega do produto, a energia deste leilão é aquela que será gerada por usinas hidráulicas, que demandam maior tempo de construção, mas que oferecem energia a preços mais baixos. O produto A-3, que dispõe de três anos para a entrega do produto, está associado a empreendimentos de geração térmica, de construção mais rápida. Contudo, o preço da energia obtido no leilão A-3, é mais elevado.

Devido às características do parque gerador e as condições hidráulicas favoráveis no Brasil, o MME privilegia a construção de empreendimentos hidráulicos em detrimento aos térmicos, o que, em última análise, favorece a modicidade tarifária e o planejamento de longo prazo e o meio ambiente. Desta forma, o Artigo 36 do Decreto 5.163 determinou o limite máximo para a aquisição de energia nos leilões A-3 em 2% da carga verificada no ano A-5. Se o leilão ocorre em A-3, ou seja, três anos antes da realização da demanda, o ano A-5, neste caso, é exatamente dois anos antes da decisão de compra do leilão A-3. A distribuidora que optar por comprar acima do limite de 2% poderá fazê-lo, no entanto não terá o

repassa integral dos custos de aquisição, que será limitado pelo preço de referência VR, calculado pela Aneel, definido pela média ponderada do preço do leilão A-5 (VL5) e do preço do Leilão A-3 (VL3).

“Art. 36. A Aneel autorizará o repasse a partir do ano-base “A” dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os arts. 15, 27 e 32 deste Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, conforme os seguintes critérios:

I - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano “A - 5”, observado o disposto no art. 40:

- a) repasse do VR durante os três primeiros anos de suprimento da energia elétrica adquirida; e
- b) repasse integral do valor de aquisição da energia elétrica, a partir do quarto ano de sua entrega;

II - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano “A - 3”, observado o disposto no art. 40:

- a) repasse do VR durante os três primeiros anos de entrega da energia elétrica adquirida, limitado ao montante correspondente a dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano “A - 5”;
- b) repasse integral do valor de aquisição da energia elétrica a partir do quarto ano de sua entrega, limitado ao montante correspondente a dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano “A - 5”; e
- c) repasse ao menor valor entre o VL5 e o VL3, definidos no art. 34, da parcela adquirida que exceder os montantes referidos nas alíneas “a” e “b” deste inciso;

III - nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, repasse integral dos respectivos valores de sua aquisição, observado o disposto no art. 41.”

Em relação ao produto A-1, este possui uma função específica nos leilões de energia. A partir de 2009, será exclusivamente destinado a comprar o montante de reposição dos distribuidores. Por montante de reposição entende-se a quantidade de energia elétrica dos contratos que forem extintos, ou tiverem previsão de redução da quantidade contratada no ano dos leilões, subtraídas as reduções permitidas em cada ano. Neste trabalho, o leilão do produto A-1 será designado como A-1(MR).

“Art. 24. A partir de 2009, nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, cada agente de distribuição poderá contratar energia elétrica correspondente ao seu montante de reposição.”

Outro mecanismo previsto para auxiliar os distribuidores a se adequarem ao mercado previsto é o Leilão de Ajuste, conforme Artigo 26 do Decreto 5.163/2004.

“Art. 26. A Aneel promoverá, direta ou indiretamente, leilões específicos para contratações de ajuste pelos agentes de distribuição, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

“§ 1º O montante total de energia contratado em leilões de ajuste não poderá exceder a um por cento da carga total contratada de cada agente de distribuição.”

Nesta modalidade é comercializada energia existente com prazo de suprimento de até dois anos, porém existe o limite de 1% da carga total contratada naquele ano.

Os produtos comercializados nos leilões de energia, A-5, A-3, A-1(MR) e ajuste são representados por Contratos, denominados de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre cada gerador vendedor e todos os distribuidores compradores. Os CCEARs tem prazo de duração de no mínimo quinze anos e no máximo de trinta anos para a energia proveniente de novos empreendimentos de geração, e no mínimo cinco anos e no máximo quinze anos para a energia oriunda de empreendimentos existentes.

Considerando-se a dificuldade da previsão de mercado para o período de cinco anos, o Novo Modelo institui mecanismos que possibilitam a descontração da energia adquirida nos leilões de energia existentes em algumas condições, conforme determinado no Artigo 29 do Decreto 5.163/2004.

“Art. 29. Os CCEAR decorrentes dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes deverão prever a possibilidade de redução dos montantes contratados, a critério exclusivo do agente de distribuição, em razão:

I - do exercício pelos consumidores potencialmente livres da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor;

II - de outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e

III - de acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004, observado o disposto no art. 21 da Lei nº 10.848, de 2004.

§ 1º O exercício da opção de redução contratual de que trata este artigo terá caráter permanente.”

A redução que trata o inciso I possibilita que a energia comprada pelos distribuidores, para atender os consumidores cativos, seja descontratada na mesma proporção, no caso de um consumidor qualquer passar à condição de livre, adquirindo energia de outro fornecedor que não seja da distribuidora local. Sem este mecanismo, a distribuidora ficaria sobrecontratada, pois no momento da declaração de compra de energia, ocorrida em anos anteriores, estava contabilizado a previsão de consumo destes consumidores. No entanto, este mecanismo não interfere na formulação do problema, pois a energia passível de ser descontratada será igual à energia sobrecontratada, não havendo nenhuma mudança na posição da distribuidora em que seja possível alguma estratégia.

De forma semelhante à redução prevista no inciso I, a energia elétrica que for acrescida aos contratos já existentes antes do Novo Modelo, que está prevista no inciso III, poderá ser descontratada em igual valor. Para a formulação do problema, também não haverá nenhuma interferência significativa e, portanto este mecanismo de descontração não será modelado.

Entretanto, a energia a ser descontratada a título de outras variações de mercado, referenciada no inciso II, representa um importante mecanismo de controle de riscos sendo parte fundamental da formulação do problema. A descontração de até quatro por cento é calculada sobre o montante original do contrato, mesmo que este já tenha sido descontratado em anos anteriores. A descontração possui caráter permanente, e o mecanismo legal utilizado é o aditamento contratual entre as partes, comprador e vendedor, conforme apresentado no § 3º.

“§ 3º As reduções anuais dos montantes contratados previstas no inciso II do caput:

I - terão eficácia a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à compra do agente de distribuição; e

II - obedecerão ao mesmo percentual para todos os CCEAR aos quais sejam aplicáveis.”

Segundo o inciso I do §3º acima, as reduções possíveis de até quatro por cento terão eficácia a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à compra. A intenção do MME é evitar que um contrato proveniente de leilão A-1(MR) seja devolvido no mesmo ano em que se iniciou a entrada em operação. Isto serve como uma garantia ao gerador para que pelo menos no primeiro ano o

contrato seja integralmente executado. Na formulação do problema, neste trabalho, foi observado que o produto A-1(MR) não compõe a parcela passível de devolução já no primeiro ano. A partir do segundo ano, não haverá nenhuma restrição, lembrando-se que o Leilão A-1(MR) se destina à compra do Montante de Reposição.

Os demais produtos A-5 e A-3 não são passíveis de devolução, pois são provenientes de novos empreendimentos de geração, conforme estabelecido no § 4º do Artigo 29.

“§ 4º As reduções dos montantes contratados de que tratam os incisos II e III do caput deverão constar da declaração anual dos agentes de distribuição prevista no art. 18 para os leilões “A-1”, referidos no inciso II do § 1º do art. 19.” (NR)

O Decreto 5.163, ao instituir que os CCEARs celebrados nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes deverão prever a possibilidade de redução dos montantes contratados, determinou também que deverão ser precedidas do mecanismo de compensação de sobras e déficits (MCSD) e, somente após a aplicação deste mecanismo, as sobras remanescentes serão devolvidas aos geradores, funcionando como uma proteção ao gerador. Sob a ótica dos agentes de distribuição, o MCSD atua como um instrumento de mitigação do risco de compra de energia elétrica. Se a concessionária estiver em situação de subcontratação, poderá adquirir energia de outros agentes de distribuição e por outro lado, se estiver sobrecontratada, poderá ceder contratos aos demais agentes.

A saída de consumidores potencialmente livres e o acréscimo na aquisição de energia elétrica, decorrente de contratos celebrados até 16 de março de 2004, não acarretam riscos adicionais de sobrecontratação para a concessionária de distribuição. A seu critério, a concessionária de distribuição poderá devolver a energia contratada, quer seja cedendo contratos no MCSD, quer seja aditivando os contratos com os agentes geradores. O MCSD, neste caso, é executado mensalmente, ajustando as posições das concessionárias.

Existe ainda a possibilidade de redução de até quatro por cento em cada ano do montante inicial contratado de CCEAR sob o argumento de que ocorreram outros desvios de mercado, ocasião na qual também será executado um MCSD anual específico.

A CCEE institui ainda o MCSD trocas livres anual, no qual as

concessionárias de distribuição poderão trocar contratos sem nenhum limite. Nesta modalidade as sobras remanescentes não serão objeto de devolução para os geradores.

Por outro lado, caso a concessionária de distribuição esteja subcontratada, esta poderá participar dos MCSDs, adquirindo os contratos ofertados. Não há limites para a aquisição, no entanto permanece o risco de que não existam ofertas de contratos para serem adquiridos. O MME não prevê nenhuma garantia de aquisição neste caso.

O MCSD será executado para todos os meses que houver declarações de sobras, conforme cronograma estabelecido em Procedimento de Comercialização correspondente. As compensações e devoluções terão caráter irrevogável e irretratável até o final do prazo de vigência do contrato.

Na formulação do problema neste trabalho, o MCSD serve como um instrumento de compra de energia. Não é contemplada a opção de venda de energia, como por exemplo, no MCSD trocas livres, uma vez que o risco de não haver tomador no MCSD é elevado.

Os mecanismos necessários para compor os instrumentos de compra e venda de energia são, portanto, aqueles decorrentes dos leilões A-1 (MR), A-3, A-5, Ajuste e MCSD, além dos percentuais de recontratação e descontratação permitidos pela legislação. As variáveis representando os montantes de energia a serem adquiridos pois estes mecanismos e os percentuais de recontratação e descontratação são definidos na Tabela 1. O problema da aquisição de energia elétrica é formulado utilizando-se estas variáveis, definidas em cada ano de previsão da compra.

Tabela 1: Variáveis do problema.

Variável	Descrição
$x$	% de descontratação do Montante Original de CCEAR ( $MI$ ), proveniente de energia existente.
$z$	
$\gamma$	
$p$	
$r$	
$y$	% de recontratação dos contratos que se encerram e que devem ser recontratados nos leilões A-1 (MR).
$w$	
$t$	
$q$	
$s$	
$MCSD(i+1)$	Montante de energia proveniente do leilão MCSD.
$MCSD(i+2)$	
$MCSD(i+3)$	
$MCSD(i+4)$	
$MCSD(i+5)$	

Variável	Descrição
$AJ(i+1)$	Montante de energia proveniente do leilão de Ajuste.
$AJ(i+2)$	
$AJ(i+3)$	
$AJ(i+4)$	
$AJ(i+5)$	
$A3(i+3)$	Montante de energia proveniente do leilão A-3.
$A3(i+4)$	
$A3(i+5)$	
$A5(i+5)$	Montante de energia proveniente do leilão A-5.

O primeiro passo para a formulação do problema é a definição do horizonte de contratação, que neste problema é de cinco anos. Na Tabela 2, o índice  $i$  representa o ano atual em que a decisão é tomada, ou seja, o ano da declaração ao MME do montante de energia que será adquirido nos leilões A-1(MR), A-3, A-5, Ajuste e MCSD.

Tabela 2: Horizonte de tempo.

	Ano da Declaração	Anos Futuros				
Ano	$i$	$(i+1)$	$(i+2)$	$(i+3)$	$(i+4)$	$(i+5)$
Leilões	-	A-1(MR), Ajuste, MCSD	A-1(MR), Ajuste, MCSD	A-1(MR), A-3, Ajuste, MCSD	A-1(MR), A-3, Ajuste, MCSD	A-1(MR), A-3, A-5, Ajuste, MCSD

O segundo passo é separar a energia de empreendimentos existentes da energia de empreendimentos novos já contratados até o ano  $i$ , de acordo com o apresentado na Tabela 3. A partir desta informação, que é conhecida a priori, é indicada a parcela de energia dos contratos que se encerram nos próximos cinco anos. Essa parcela formará o Montante de Reposição (MR) que será recontratado nos leilões A-1(MR). Também é necessária a informação dos montantes originais dos contratos que encerram em cada ano, para que seja possível a determinação do limite de recontração, que é explicado na seção 2.2 deste trabalho.

Tabela 3: Contratos de energia nova, existente e montante original.

Energias dos Contratos Existentes em MWh						
Tipo	Contratos que não se encerram no horizonte de cinco anos	Contratos que se encerram e devem ser recontraçados no leilão A-1(MR)				
		$(i+1)$	$(i+2)$	$(i+3)$	$(i+4)$	$(i+5)$
Período						
Energia Existente - $e_{velha}$	$e_v$	$e_{v0}$	$e_{v1}$	$e_{v2}$	$e_{v3}$	$e_{v4}$
Energia Nova - $e_{nova}$	$e_n$	$e_{n0}$	$e_{n1}$	$e_{n2}$	$e_{n3}$	$e_{n4}$
Montante Original CCEAR - $MI$	$MI_v$	$MI_{v0}$	$MI_{v1}$	$MI_{v2}$	$MI_{v3}$	$MI_{v4}$

Desta forma os montantes de energia, em cada ano, podem ser descritos como:

$$\begin{aligned}
 e_{velha} &= e_v + e_{v0} + e_{v1} + e_{v2} + e_{v3} + e_{v4}; \\
 e_{nova} &= e_n + e_{n0} + e_{n1} + e_{n2} + e_{n3} + e_{n4}; \\
 MI &= MI_v + MI_{v0} + MI_{v1} + MI_{v2} + MI_{v3} + MI_{v4}.
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Para o ano  $(i+1)$ , a soma das energias  $e(i+1)$  de todos os contratos é dada por:

$$\begin{aligned}
 e(i+1) = & (e_v + e_{v_1} + e_{v_2} + e_{v_3} + e_{v_4}) \\
 & - x(MI_v + MI_{v_1} + MI_{v_2} + MI_{v_3} + MI_{v_4}) \\
 & + y(e_{v_0} + e_{n_0}) \\
 & + (e_n + e_{n_1} + e_{n_2} + e_{n_3} + e_{n_4}) \\
 & + A3(i-2) + A5(i-4) + MCSD(i+1) + AJ(i+1),
 \end{aligned} \tag{2}$$

onde  $x$  e  $y$  são os percentuais de descontratação e recontratação, respectivamente, no ano  $(i+1)$ ,  $A3(i-2)$  e  $A5(i-4)$  são leilões do tipo A-3 e A-5 já ocorridos em  $(i-2)$  e  $(i-4)$ ,  $MCSD(i+1)$  e  $AJ(i+1)$  são leilões do tipo MCSD e Ajuste que serão comprados no ano  $(i+1)$ .

As restrições que as variáveis envolvidas no problema estão sujeitas, a cada ano de previsão, são determinadas segundo o decreto 5.163, e para o ano  $(i+1)$ , são descritas como:

- 1)  $0 \leq x \leq 0,04$ ;
- 2)  $0 \leq y \leq 1$ ;
- 3)  $(1-y) \times (e_{v_0} + e_{n_0}) \leq 0,04 \times (e_{n_0} + MI_{v_0})$ ;
- 4) Se  $x \neq 0$  ou  $y \neq 1 \Rightarrow MCSD(i+1) = 0$ ;
- 5) Se  $x = 0$  e  $y = 1 \Rightarrow 0 \leq MCSD(i+1) \leq \frac{per_1}{100 - per_1} \times (e(i+1) - MCSD(i+1))$ ;
- 6) Se  $x \neq 0$  ou  $y \neq 1 \Rightarrow AJ(i+1) = 0$ ;
- 7) Se  $x = 0$  e  $y = 1 \Rightarrow 0 \leq AJ(i+1) \leq \frac{1}{99} (e(i+1) - AJ(i+1))$ ,

onde  $per_1$  é o percentual máximo admitido para a aquisição de energia no ano  $(i+1)$ , no leilão MCSD, calculado sobre o total da energia do próprio ano.

Para o ano  $(i+2)$ , a soma das energias  $e(i+2)$  de todos os contratos é dada por:

$$\begin{aligned}
 e(i+2) = & e_v + e_{v_2} + e_{v_3} + e_{v_4} - (x+z)(MI_v + MI_{v_2} + MI_{v_3} + MI_{v_4}) + (1-z)y(e_{v_0} + e_{n_0}) + \\
 & + (1-z)MCSD(i+1) + (1-z)AJ(i+1) \\
 & + w(e_{v_1} + e_{n_1} + xMI_{v_1}) \\
 & + (e_n + e_{n_2} + e_{n_3} + e_{n_4}) \\
 & + A3(i-2) + A3(i-1) + A5(i-4) + A5(i-3) + MCSD(i+2) + AJ(i+2),
 \end{aligned} \tag{3}$$

onde  $z$  e  $w$  são os percentuais de descontratação e recontratação, respectivamente, no ano  $(i+2)$ ,  $A3(i-1)$  e  $A5(i-3)$  são leilões do tipo A-3 e A-5 já ocorridos em  $(i-1)$  e  $(i-3)$ ,  $MCSD(i+2)$  e  $AJ(i+2)$  são leilões do tipo MCSD e Ajuste que serão comprados no ano  $(i+2)$ .

As seguintes restrições devem ser satisfeitas no ano ( $i+2$ ):

- 1)  $0 \leq z \leq 0,04$ ;
- 2)  $0 \leq w \leq 1$ ;
- 3)  $(1-w) \times (e_{v1} + e_{n1} - x(MI_{v1})) \leq 0,04 \times (e_{n1} + MI_{v1})$ ;
- 4) Se  $z \neq 0$  ou  $w \neq 1 \Rightarrow MCSD(i+2) = 0$ ;
- 5) Se  $z = 0$  e  $w = 1 \Rightarrow 0 \leq MCSD(i+2) \leq \frac{per_2}{100 - per_2} \times (e(i+2) - MCSD(i+2))$ ;
- 6) Se  $z \neq 0$  ou  $w \neq 1 \Rightarrow AJ(i+2) = 0$ ;
- 7) Se  $z = 0$  e  $w = 1 \Rightarrow 0 \leq AJ(i+2) \leq \frac{1}{99} (e(i+2) - AJ(i+2))$ ,

onde  $per_2$  é o percentual máximo admitido para a aquisição de energia no ano ( $i+2$ ), no leilão MCSD.

Para o ano ( $i+3$ ), a soma das energias  $e(i+3)$  de todos os contratos é dada por:

$$e(i+3) = \left[ \begin{array}{l} e_v + e_{v3} + e_{v4} - (x+z+\gamma) \times (MI_v + MI_{v3} + MI_{v4}) + (1-z-\gamma) \times y \times (e_{v0} + e_{n0}) \\ + w \times (1-\gamma) \times (e_{v1} + e_{n1} - x \times MI_{v1}) + (1-z-\gamma) \times MCSD(i+1) + (1-\gamma) \times MCSD(i+2) \\ + (1-\gamma) \times AJ(i+2) \end{array} \right] \quad (4)$$

$$+ t \times [e_{v2} + e_{n2} - (x+z) \times MI_{v2}]$$

$$+ (e_n + e_{n3} + e_{n4})$$

$$+ A3(i-2) + A3(i-1) + A3(i) + A5(i-4) + A5(i-3) + A5(i-2) + MCSD(i+3) + AJ(i+3),$$

onde  $\gamma$  e  $t$  são os percentuais de descontratação e recontratação, respectivamente, no ano ( $i+3$ ),  $A3(i)$  e  $A5(i)$  são leilões do tipo A-3 e A-5 já ocorridos em ( $i-3$ ) e ( $i-5$ ),  $MCSD(i+3)$  e  $AJ(i+3)$  são leilões do tipo MCSD e Ajuste que serão comprados no ano ( $i+3$ ).

As seguintes restrições devem ser satisfeitas no ano ( $i+3$ ):

- 1)  $0 \leq \gamma \leq 0,04$ ;
- 2)  $0 \leq t \leq 1$ ;
- 3)  $(1-t) \times (e_{v2} + e_{n2} - (x+z) \times (MI_{v2})) \leq 0,04 \times (e_{n2} + MI_{v2})$ ;
- 4) Se  $\gamma \neq 0$  ou  $t \neq 1 \Rightarrow MCSD(i+3) = 0$ ;
- 5) Se  $\gamma = 0$  e  $t = 1 \Rightarrow 0 \leq MCSD(i+3) \leq \frac{per3}{100 - per3} \times (e(i+3) - MCSD(i+3))$ ;
- 6) Se  $\gamma \neq 0$  ou  $t \neq 1 \Rightarrow AJ(i+3) = 0$ ;
- 7) Se  $\gamma = 0$  e  $t = 1 \Rightarrow 0 \leq AJ(i+3) \leq \frac{1}{99} (e(i+3) - AJ(i+3))$ ,

onde  $per_3$  é o percentual máximo admitido para a aquisição de energia no ano  $(i+3)$ , no leilão MCSD.

Para o ano  $(i+4)$ , a soma das energias  $e(i+4)$  de todos os contratos é dada por:

$$(i+4) = \left[ \begin{aligned} & e_v + e_{v4} - (x+z+\gamma+p) \times (MI_v + MI_{v4}) + (1-z-\gamma-p) \times y \times (e_{v0} + e_{v0}) \\ & + (1-\gamma-p) \times w \times (e_{v1} + e_{n1} - x \times MI_{v1}) + (1-p) \times t \times (e_{v2} + e_{n2} - (x+z) \times MI_{v2}) \\ & + (1-z-\gamma-p) \times MCSD(i+1) + (1-\gamma-p) \times MCSD(i+2) + (1-p) \times MCSD(i+3) \\ & + (1-p) \times AJ(i+3) \end{aligned} \right] \quad (5)$$

$$+ q \times [e_{v3} + e_{n3} - (x+z+\gamma) \times MI_{v3}]$$

$$+ (e_n + e_{n4})$$

$$+ A3(i-2) + A3(i-1) + A3(i) + A3(i+1) + A5(i-4) + A5(i-3) + A5(i-2) + A5(i-1) +$$

$$MCSD(i+4) + AJ(i+4),$$

onde  $p$  e  $q$  são os percentuais de descontratação e recontratação, respectivamente, no ano  $(i+4)$ ,  $A3(i+1)$ ,  $A5(i+1)$ ,  $MCSD(i+4)$  e  $AJ(i+4)$  são leilões do tipo A-3, A-5, MCSD e Ajuste que serão comprados no ano  $(i+4)$ .

As seguintes restrições devem ser satisfeitas no ano  $(i+4)$ :

- 1)  $0 \leq p \leq 0,04$ ;
- 2)  $0 \leq q \leq 1$ ;
- 3)  $(1-q) \times (e_{v3} + e_{n3} - (x+z+\gamma) \times (MI_{v3})) \leq 0,04 \times (e_{n3} + MI_{v3})$ ;
- 4) Se  $p \neq 0$  ou  $q \neq 1 \Rightarrow MCSD(i+4) = 0$ ;
- 5) Se  $p = 0$  e  $q = 1 \Rightarrow 0 \leq MCSD(i+4) \leq \frac{per_4}{100 - per_4} \times (e(i+4) - MCSD(i+4))$ ;
- 6) Se  $p \neq 0$  ou  $q \neq 1 \Rightarrow AJ(i+4) = 0$ ;
- 7) Se  $p = 0$  e  $q = 1 \Rightarrow 0 \leq AJ(i+4) \leq \frac{1}{99} (e(i+4) - AJ(i+4))$ ,

onde  $per_4$  é o percentual máximo admitido para a aquisição de energia no ano  $(i+4)$ , no leilão MCSD.

Para o ano  $(i+5)$ , a soma das energias  $e(i+5)$  de todos os contratos é dada por:

$$\begin{aligned}
 (i+5) = & \left[ \begin{aligned}
 & e_v - (x+z+\gamma+p+r) \times (MI_v) + (1-z-\gamma-p-r) \times y \times (e_{v0} + e_{n0}) + \\
 & (1-\gamma-p-r) \times w \times (e_{v1} + e_{n1} - x \times MI_{v1}) + (1-p-r) \times t \times (e_{v2} + e_{n2} - (x+z) \times MI_{v2}) \\
 & + (1-r) \times q \times (e_{v3} + e_{n3} - (x+z+\gamma) \times MI_{v3}) + (1-z-\gamma-p-r) \times MCSD(i+1) + \\
 & (1-\gamma-p-r) \times MCSD(i+2) + (1-p-r) \times MCSD(i+3) + (1-r) \times MCSD(i+4) + (1-r) \times AJ(i+4)
 \end{aligned} \right] \\
 & + s \times [e_{v4} + e_{n4} - (x+z+\gamma+p) \times MI_{v4}] \\
 & + e_n \\
 & + A3(i-2) + A3(i-1) + A3(i) + A3(i+1) + A3(i+2) + A5(i-4) + A5(i-3) + A5(i-2) + A5(i-1) + A5(i) + \\
 & MCSD(i+5) + AJ(i+5),
 \end{aligned} \tag{6}$$

onde  $r$  e  $s$  são os percentuais de descontratação e recontratação, respectivamente, no ano  $(i+4)$ ,  $A3(i+2)$ ,  $A5(i)$ ,  $MCSD(i+5)$  e  $AJ(i+5)$  são leilões do tipo A-3, A-5, MCSD e Ajuste que serão comprados no ano  $(i+5)$ .

As seguintes restrições devem ser satisfeitas no ano  $(i+5)$ :

- 1)  $0 \leq r \leq 0,04$ ;
- 2)  $0 \leq s \leq 1$ ;
- 3)  $(1-s) \times (e_{v4} + e_{n4} - (x+z+\gamma+p) \times (MI_{v4})) \leq 0,04 \times (e_{n4} + MI_{v4})$ ;
- 4) Se  $r \neq 0$  ou  $s \neq 1 \Rightarrow MCSD(i+5) = 0$ ;
- 5) Se  $r = 0$  e  $s = 1 \Rightarrow 0 \leq MCSD(i+5) \leq \frac{per_5}{100 - per_5} \times (e(i+5) - MCSD(i+5))$ ;
- 6) Se  $r \neq 0$  ou  $s \neq 1 \Rightarrow AJ(i+5) = 0$ ;
- 7) Se  $r = 0$  e  $s = 1 \Rightarrow 0 \leq AJ(i+5) \leq \frac{1}{99} (e(i+5) - AJ(i+5))$ ,

onde  $per_5$  é o percentual máximo admitido para a aquisição de energia no ano  $(i+5)$ , no leilão MCSD.

Os percentuais  $per_i$ ,  $i=1,2,\dots,5$ , são definidos pela sensibilidade dos analistas dos distribuidores, fazendo parte da estratégia da compra de energia. A escolha de um  $per$  baixo, implica na redução da compra do leilão MCSD, uma vez que o percentual é aplicado sobre o total da energia contratada para o ano. Caso o analista da distribuidora julgue que existirá, no futuro, energia neste leilão, poderá optar por um  $per$  alto, fazendo com que o algoritmo disponha desta energia para compra.

## 2.2 Restrições do Problema

Nesta seção, uma descrição detalhada é apresentada sobre as restrições a que estão sujeitas as variáveis do problema.

As restrições impostas no modelo, limitam as quantidades de energia que podem ser adquiridas em cada tipo de leilão bem como estipulam limites para os percentuais de descontratação e recontratação.

De acordo com o descrito na formulação do problema, onde as restrições foram elencadas de 1 a 7 para cada ano de contratação, as restrições do tipo 1 garantem que o percentual de descontratação, permitido pelo Artigo 29, se mantenha entre os limites inferior de 0% e superior de 4%. Assim as variáveis  $x$ ,  $z$ ,  $\gamma$ ,  $p$  e  $r$  estão compreendidas no intervalo entre 0 e 0,04.

Art. 29. Os CCEAR decorrentes dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes deverão prever a possibilidade de redução dos montantes contratados, a critério exclusivo do agente de distribuição, em razão:

II – de outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores;

As variáveis,  $x$ ,  $z$ ,  $\gamma$ ,  $p$  e  $r$  estarão compreendidas entre 0 e 0,04.

As restrições do tipo 2 fazem com que as variáveis  $y$ ,  $w$ ,  $t$ ,  $q$  e  $s$  que determinam a recontratação do montante de reposição obrigatório seja sempre positivo e não ultrapasse 100%. O Decreto 5.163 permite que seja recontratado até 105%, no entanto não garante que as declarações acima de 100% sejam atendidas, gerando um risco à estratégia das concessionárias. Nesta modelagem, optou-se por limitar a recontratação a 100%.

“Art. 24. A partir de 2009, nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, cada agente de distribuição poderá contratar energia elétrica correspondente ao seu montante de reposição.

§ 1º Para os fins deste Decreto, entende-se por montante de reposição a quantidade de energia elétrica objeto de contratos que forem extintos, ou tiverem previsão de redução da quantidade contratada, no ano dos leilões de que trata o caput, subtraídas as reduções referidas no art. 29.”

(Redação dada pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

§ 2º O agente de distribuição poderá, havendo disponibilidade no SIN, contratar até cinco por cento acima do montante de reposição referido no caput.

§ 3º No caso do montante de energia ofertado nos leilões de que trata o caput ser inferior à necessidade declarada pelos agentes de distribuição para o respectivo leilão, será

priorizada a contratação de até cem por cento do montante de reposição de que trata este artigo.

§ 4º Atendida a prioridade de que trata o § 3º, o excedente de energia será rateado proporcionalmente entre os agentes de distribuição de acordo com a necessidade declarada na forma do Art. 18.”

As restrições do tipo 3 fazem com que as energias recontratadas em cada ano sejam sempre superiores ao limite inferior de recontração definido no Artigo 40. Caso a contratação seja menor que o limite inferior de recontração existirá a penalização no repasse das tarifas aos consumidores finais.

“Art. 40. O repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração será limitado ao Valor de Referência da Energia Existente - VRE, caso a contratação resultante de leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes seja menor que o limite inferior de recontração.

§ 1º Entende-se por limite inferior de recontração o valor positivo resultante da seguinte equação:

$$LI = MR - 4\% MI$$

onde:

*LI* é o limite inferior de contratação;

*MR* é o montante de reposição referido no Art. 24; e

*MI* é o montante inicial de energia elétrica dos CCEAR considerado para a apuração do *MR*.”

Segundo o Artigo 40, a energia recontratada no ano (*i+1*) deverá ser maior que o Limite Inferior (*LI*). Para a modelagem, *LI*, *MR* e *MI* são definidos por:

$$LI = (MR - 4\% MI); \tag{7}$$

$$MR = (e_{v0} + e_{n0}); \tag{8}$$

$$MI = (e_{n0} + MI_{v0}). \tag{9}$$

Desta forma,

$$y \times (e_{v0} + e_{n0}) \geq (e_{v0} + e_{n0}) - 0,04 \times (e_{n0} + MI_{v0}). \tag{10}$$

As restrições do tipo 4 garantem que se houver devolução em determinado ano ou ainda se não ocorrer a recontração integral do montante de reposição, o MCSD no mesmo ano será zero, pois foi convencionado que este mecanismo será utilizado como último recurso de contratação.

A fim de implementar as restrições do tipo 4, optou-se por penalizar o preço do MCSD ( $p_{MCSD}$ ), tornando-o caro o suficiente para que o algoritmo minimize sua compra.

Nas restrições do tipo 5, é adotado um limitador para o MCSD, como um percentual de toda a energia contratada naquele ano. Esta restrição não é determinada pela legislação vigente, no entanto o limitador é importante uma vez que o MCSD possui um grau de incerteza significativo, referente à sua existência em determinado ano. Caso o mercado se comporte abaixo das previsões, ocorrerá a sobrecontratação, e os agentes disponibilizarão a energia excedente neste mecanismo. Contudo, se a situação for inversa, não haverá a oferta neste produto, impedindo sua compra.

As restrições do tipo 6 garantem que se houver devolução de energia ou a recontração não seja integral, o mecanismo de ajuste será zero. De forma análoga à restrição do tipo 4, optou-se por penalizar o preço do Ajuste ( $p_{AJ}$ ), tornando-o caro o suficiente para que o algoritmo minimize sua compra.

As restrições do tipo 7 limitam o ajuste a no máximo 1% da carga total contratada, conforme estabelece o Artigo 26 § 1º.

“Art. 26. A Aneel promoverá, direta ou indiretamente, leilões específicos para contratações de ajuste pelos agentes de distribuição, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

§ 1º O montante total de energia contratado em leilões de ajuste não poderá exceder a um por cento da carga total contratada de cada agente de distribuição, exceto nos anos de 2008 e 2009, quando este limite de contratação será de cinco por cento.”

Além das restrições de 1 a 7, deve-se assegurar que os produtos objetos dos leilões A-3 estejam entre os limites impostos no Artigo 36.

“Art. 36 II - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano “A - 3”, observado o disposto no art. 40:

a) repasse do VR durante os três primeiros anos de entrega da energia elétrica adquirida, limitado ao montante correspondente a dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano “A - 5.”

Desta forma, são necessárias as seguintes restrições:

$$0 \leq A3(i) \leq 0,02 \times e(i-2), \quad (11)$$

$$0 \leq A3(i+1) \leq 0,02 \times e(i-1), \quad (12)$$

$$0 \leq A3(i+2) \leq 0,02 \times e(i), \quad (13)$$

onde  $e(i-2)$ ,  $e(i-1)$  e  $e(i)$  são os montantes de energia que foram contratados nos anos anteriores.

Deve-se garantir ainda, que a energia contratada em qualquer ano esteja entre os limites do mercado otimista (*Mot*) e o mercado pessimista (*Mpe*):

$$Mpe(i+j) \leq e(i+j) \leq Mot(i+j), \quad j = 1,2,3,4,5. \quad (14)$$

Os valores do mercado otimista e do mercado pessimista são calculados pelos distribuidores, com base em premissas e indicadores macroeconômicos. Para a obtenção desses dados, são consultados órgãos oficiais, como por exemplo, a Empresa de Planejamento Energético – EPE, e órgãos setoriais como o Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social – IPARDES. De posse desses indicadores, os distribuidores calculam a demanda prevista das diversas classes de consumo, estabelecendo os índices de elasticidades em relação aos indicadores macroeconômicos.

Para este trabalho, as previsões dos mercados otimista e pessimista entram na formulação como dados conhecidos. Não faz parte do objetivo, determinar esses valores.

### 2.3 Penalidades

De acordo com as regras estabelecidas no Decreto 5.163, os distribuidores estão sujeitos a penalidades, quando a energia contratada para o ano corrente diverge da demanda requisitada pelos seus consumidores, causando a sobre ou a subcontratação. O Decreto 5.163, em seu artigo 38, determina que no caso de sobrecontratação, é admitido que 3% do total da energia contratada em excesso, seja repassado às tarifas dos consumidores finais, sem qualquer penalização para os distribuidores.

“**Art. 38.** No repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a Aneel deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.”

Para a energia contratada em excesso, acima do limite de 3%, haverá o risco financeiro do mercado de curto prazo, uma vez que a diferença entre o total de energia contratada e o mercado demandado pelos consumidores, verificado mensalmente na CCEE, é vendido ao preço PLD no mercado de curto prazo. Assim, caso o preço PLD seja superior ao preço médio contratado  $P_{mix}$ , a concessionária auferirá lucro, e em situação contrária, assume o prejuízo, conforme a seguinte equação:

$$P_{sobre} = \sum_{j=1}^5 (e(i+j) - 1,03 \times Mer(i+j)) \times (P_{mix}(i+j) - PLD(i+j)), \quad (15)$$

onde  $Mer(i+j)$  é o mercado realizado no ano  $j$ .

Na hipótese de subcontratação, a energia faltante para atender a demanda dos consumidores é automaticamente comprada no mercado de curto prazo, pelo preço PLD. Segundo o Artigo 42 do Decreto 5.163, o repasse do custo desta compra se dará pelo menor valor entre o preço PLD e o valor de referência VR, calculado pela Aneel. Nesta situação, os distribuidores contabilizarão o prejuízo financeiro se o preço PLD pago pela energia for superior ao valor de referência VR, que será utilizado para repassar o custo para as tarifas. De outra forma, se o PLD estiver com seu preço menor ou igual ao valor de referência VR, não haverá prejuízo, pois o repasse será efetuado pelo mesmo valor pago pela energia.

“Art. 42. Na hipótese de o agente de distribuição não atender a obrigação de contratar a totalidade de sua carga, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo da CCEE será repassada às tarifas dos consumidores finais ao menor valor entre o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD e o VR, sem prejuízo da aplicação do disposto no art. 3º.”

Desta forma, o custo financeiro da subcontratação é definido por:

$$Custo\_fin\_sub = \sum_{j=1}^5 (Mer(i+j) - e(i+j)) \times (PLD - \min(PLD, VR)), \quad (16)$$

Entretanto, independente se o resultado financeiro da subcontratação for nulo, no melhor dos casos, ou negativo na pior situação, haverá a aplicação de uma

penalidade adicional, calculada sobre cada MWh não contratado, conforme prevê o Artigo 3º do Decreto 5163.

“Art. 3º As obrigações de que tratam os incisos do caput do art. 2º serão aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização.

§ 1º A aferição de que trata o caput será realizada a partir da data de publicação deste Decreto, considerando, no caso da energia, o consumo medido e os montantes contratados nos últimos doze meses.”

A penalidade tem por objetivo forçar as concessionárias a se manterem sempre com cobertura contratual igual ou superior a 100%. O cálculo é feito de acordo com as regras de comercialização CCEE, na seção Penalidades, versão 2008, aprovadas pela Resolução Normativa Aneel nº 293, de 4 de Dezembro de 2007.

“4.3.1 Os Agentes de Distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados, por geração própria e/ou por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e aprovados, homologados ou registrados pela Aneel, ou ainda, com os resultados obtidos nas trocas do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit Ex-Post.

4.3.2 Para os todos os meses do ano corrente, exceto Janeiro, a Superintendência da CCEE aferirá e comunicará mensalmente os níveis de insuficiência de Cobertura de Consumo, que não serão objeto de aplicação de penalidades durante o referido ano.

...

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

Desta forma, de acordo com as regras da Aneel e da CCEE, o custo da penalidade por subcontratação é definida como:

$$Custo_{pen\_sub} = \sum_{j=1}^5 (Mer(i+j) - e(i+j)) \times (\max(PLD, VR)). \quad (17)$$

Ao somar o custo da subcontratação (16) com o custo da respectiva penalidade (17), obtém-se o custo da penalidade total, modelada neste trabalho como:

$$P_{sub} = \sum_{j=1}^5 (Mer(i+j) - e(i+j)) \times (PLD - \min(PLD, VR) + \max(PLD, VR)). \quad (18)$$

## 2.4 Função Objetivo

Na previsão de compra de energia elétrica, com o horizonte de cinco anos, deseja-se minimizar a soma dos custos de contratação da energia mais os custos relativos às penalidades de sobre e subcontratação.

Devido à incerteza na demanda futura, no horizonte de cinco anos, adotam-se ambas as penalidades no cálculo dos custos totais. Isto só faz sentido se o mercado realizado estiver contido entre os mercados otimistas e pessimista, o que é garantido pelas restrições (14).

Desta forma, a função objetivo a ser minimizada é definida por:

$$J = \alpha \times (\text{custos}) + \beta \times (P_{sobre} + P_{sub}), \quad (19)$$

onde

$$\text{custos} = \sum_{j=1}^5 e(i+j) \times \text{preços},$$

$$P_{sobre} = \sum_{j=1}^5 (e(i+j) - 1,03 \times Mpe(i+j)) \times (Pmix(i+j) - PLD(i+j)),$$

$$P_{sub} = \sum_{j=1}^5 (Mot(i+j) - e(i+j)) \times (PLD - \min(PLD, VR) + \max(PLD, VR)),$$

e  $\alpha$  e  $\beta$  representam os fatores de ponderação relacionados com a aversão ao risco.

Ao minimizar a função objetivo, serão encontrados os montantes de energia que correspondem à menor exposição ao risco financeiro, derivado da possibilidade de sobre e subcontratação, levando-se em consideração o menor custo de contratação da energia.

Na formulação da função objetivo são utilizados os códigos  $x_1$  a  $x_{24}$ , que representam as variáveis do problema, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4: Código das variáveis.

Código	Variável	Descrição
$x_1$	$x$	% de descontratação do Montante Original de CCEAR ( $MI$ ), proveniente de energia existente.
$x_2$	$z$	
$x_3$	$\gamma$	
$x_4$	$p$	
$x_5$	$r$	
$x_6$	$y$	% de recontratação dos contratos que se encerram e que devem ser recontratados nos leilões A-1(MR).
$x_7$	$w$	
$x_8$	$t$	
$x_9$	$q$	
$x_{10}$	$s$	
$x_{11}$	$MCSD(i+1)$	Montante de energia proveniente do leilão MCSD.
$x_{12}$	$MCSD(i+2)$	
$x_{13}$	$MCSD(i+3)$	
$x_{14}$	$MCSD(i+4)$	
$x_{15}$	$MCSD(i+5)$	

Código	Variável	Descrição
$x_{16}$	$AJ(i+1)$	Montante de energia proveniente do leilão de Ajuste.
$x_{17}$	$AJ(i+2)$	
$x_{18}$	$AJ(i+3)$	
$x_{19}$	$AJ(i+4)$	
$x_{20}$	$AJ(i+5)$	
$x_{21}$	$A3(i+3)$	Montante de energia proveniente do leilão A-3.
$x_{22}$	$A3(i+4)$	
$x_{23}$	$A3(i+5)$	
$x_{24}$	$A5(i+5)$	Montante de energia proveniente do leilão A-5.

Em resumo, o problema de otimização a ser resolvido neste trabalho pode ser escrito como:

$$\underset{x_1, x_2, \dots, x_{24}}{\text{Min}} J, \tag{20}$$

sujeito aos cinco grupos de restrições do tipo 1 a 7, definidas na subseção 2.1, e às restrições (11) a (14).

### 3 COMPUTAÇÃO EVOLUTIVA

Conforme Pohlheim [22], nos últimos quarenta anos, vários pesquisadores vêm se dedicando ao estudo de técnicas evolutivas para a solução de problemas complexos, que são de difícil solução por métodos determinístico. São exemplos, os problemas de otimização que apresentam convergência lenta, cujas funções são descontínuas e com muitos mínimos locais, onde o mínimo global dificilmente é encontrado, fazendo com que o custo computacional se torne elevado [23]. São exemplos à função de Rosenbrock e a função Rastrigin.

A computação evolutiva, conforme mostrado na Figura 5, é uma área de pesquisa da Inteligência Computacional, que propõe um paradigma de solução de problemas, para aplicações em busca e otimização.

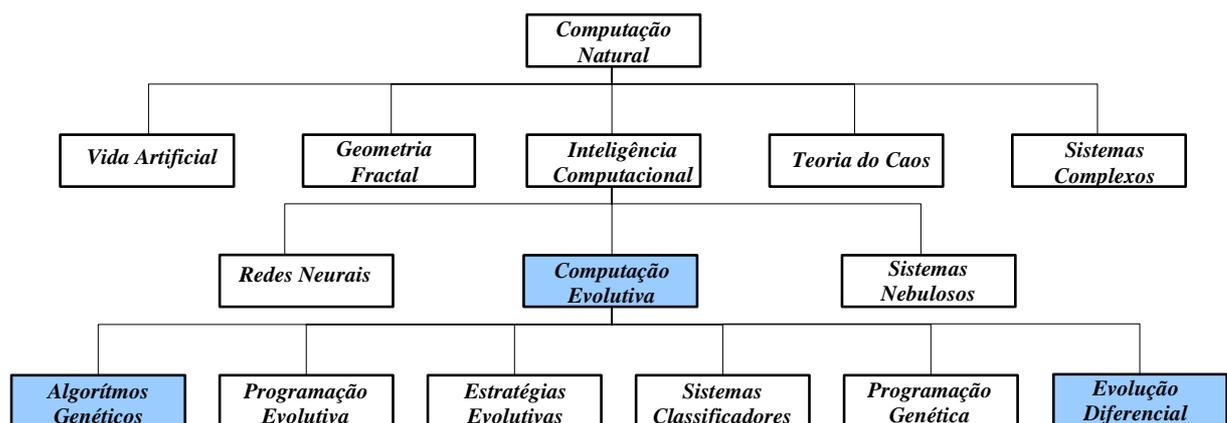


Figura 5: Evolução da computação

Segundo Pohlheim [22], as técnicas da computação evolutiva (algoritmos genéticos, programação evolutiva, estratégias evolutivas, sistemas classificadores, programação genética e evolução diferencial) constituem diferentes ferramentas para resolução dos problemas de otimização. No entanto possuem uma característica em comum: todas são inspiradas no princípio da evolução natural.

A computação evolutiva baseia-se em métodos de busca estocástica inspiradas na evolução natural biológica. Os algoritmos evolucionários operam sobre uma população de soluções potenciais, onde o princípio da sobrevivência faz com que as melhores sobrevivam produzindo a cada geração melhores indivíduos.

Na configuração dos algoritmos evolutivos são considerados os mesmos

condicionantes encontrados na evolução natural, tais como a seleção, recombinação e mutação.

O procedimento utilizado pela computação evolutiva consiste então em estruturar o problema a ser otimizado sob a forma de uma função objetivo, onde as soluções candidatas são codificadas. Em seguida, são definidos os operadores evolucionários e as especificidades (restrições) do problema, para que então seja aplicado o ciclo evolutivo, resultando em um conjunto de soluções ótimas, de acordo com o apresentado na Figura 6.

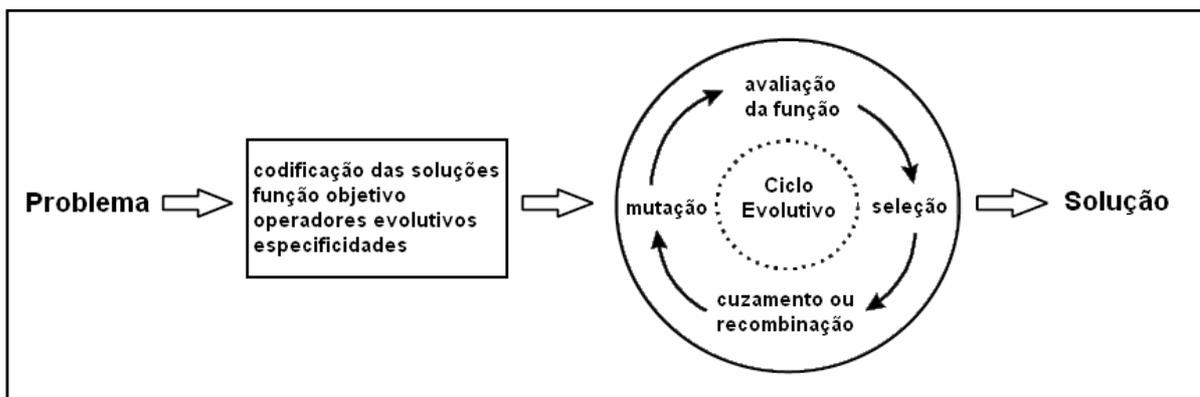


Figura 6: Ciclo evolucionário .  
(Pohlheim, 2005)

Segundo Fauzi [24], os principais paradigmas da computação evolutiva, encontrados na literatura são: i) Holland, que desenvolveu nos EUA os Algoritmos Genéticos em 1975; ii) Fogel, que estudou a programação evolutiva em 1960; iii) Rechenberg, que estudou em 1973 na Alemanha as estratégias evolutivas; iv) Post, que em 1943 desenvolveu os sistemas classificadores; v) Koza, que desenvolveu a programação genética em 1992; e vi) Storn e Price, que desenvolveram a evolução diferencial em 1995.

Os algoritmos genéticos, segundo Fauzi [24], são configurados pela geração de uma população inicial. Em seguida, são aplicados a esta população os operadores de cruzamento, reprodução e mutação. A partir da população inicial, pela avaliação da função objetivo, é feito o aprimoramento da população. Posteriormente, descarta-se a população original e repete-se o ciclo, este denominado de geração.

Na programação evolutiva, apesar de semelhante aos algoritmos genéticos, enfatiza-se o relacionamento comportamental entre os progenitores e sua

descendência. A programação evolutiva diferencia-se dos algoritmos genéticos [24] por não empregar o cruzamento, usando somente a operação de mutação e seleção por torneio. Cada indivíduo gera um único descendente através de mutação, e, na seqüência, a melhor metade da população ascendente e a melhor metade da população descendente são reunidas para formar a nova geração [25].

Segundo Oliveira [25], a idéia básica das estratégias evolutivas é efetuar alterações randômicas nos parâmetros que definem a forma do objeto, baseadas na idéia da seleção natural. Isto resultou na teoria da velocidade de convergência, denominado  $(1+1)$ , um esquema de seleção e mutação, que opera em um único indivíduo, gerando um único descendente por geração através da mutação Gaussiana. Esta teoria evoluiu para o mecanismo  $(\mu+1)$ , no qual uma população de  $\mu$  indivíduos se recombina de maneira randômica para formar um descendente, que após sofrer mutação, substitui o pior elemento da população. Este conceito permitiu o desenvolvimento do algoritmo para as abordagens soma  $(\mu+\lambda)$  e vírgula  $(\mu,\lambda)$ .

Os sistemas classificadores [24] têm como característica perceber, classificar e reagir ao ambiente. Utilizam a abordagem dos *Animat's* (animal + robot) e são compostos por ambiente, receptores, efectores e o sistema em si, que utilizam regras do tipo: se <condição> então <ação> (idéia de sistemas de caixa preta).

A programação genética tem como fundamento a idéia de ensinar os computadores a se programar, partindo de especificações de comportamento. Segundo Koza 1992, citado em Pozo [26], o computador deve ser capaz de induzir um programa que as satisfaça, ou seja, aprender por indução (criar – testar – modificar). Os programas são representados como uma estrutura em árvore, e utilizam como operador principal, o cruzamento.

A evolução diferencial teve origem durante as tentativas de resolução do problema de ajuste polinomial de Chebychev. O conceito básico da evolução diferencial é a de adicionar a diferença ponderada vetorial, entre dois indivíduos escolhidos aleatoriamente na população, a um terceiro, chamado de vetor modificado. Esta técnica tem como característica a fácil implementação, rápida convergência e robustez [25].

Os algoritmos evolutivos possuem significativas diferenças em relação aos métodos tradicionais de otimização. Em primeiro lugar, buscam soluções em uma

população de pontos e não apenas em um único ponto por iteração. Em segundo lugar, os algoritmos evolutivos não requerem informações de derivadas ou qualquer outro conhecimento adicional, pois basta conhecer a função objetivo e seu correspondente valor para determinar a direção de busca.

Os algoritmos evolutivos são especialmente importantes [22] em problemas onde não existe uma única solução como, por exemplo, soluções Pareto ótimo ou em problemas com múltiplos objetivos, pois identificam as alternativas de soluções simultâneas.

Para a solução do problema de otimização proposto neste trabalho, duas técnicas de computação evolutiva foram escolhidas: os algoritmos genéticos e a evolução diferencial. Estas são detalhadas nas próximas seções.

### 3.1 Algoritmos Genéticos

Para a configuração dos parâmetros de controle de um algoritmo genético, deve-se determinar o tamanho da população inicial, a probabilidade de cruzamento, a probabilidade de mutação e o critério de parada da otimização.

A população inicial é o conjunto de indivíduos que são cotados como uma solução e são usados para gerar o novo conjunto de indivíduos [27]. O tamanho da população afeta o desempenho global e a eficiência dos algoritmos genéticos. As populações pequenas têm maiores chances de perder a diversidade necessária para convergir para uma boa solução, pois fornecem uma pequena cobertura do espaço de busca do problema. Entretanto, se a população possuir muitos indivíduos, o algoritmo pode perder parte de sua eficiência pela demora em avaliar a função de aptidão da população completa a cada geração [27].

O tamanho da população pode variar entre problemas, embora exista um certo consenso quanto ao número médio de indivíduos que são geralmente utilizados nos algoritmos genéticos. Considera-se que 30 elementos formam uma população pequena, 100 elementos uma população grande e valores entre 70 e 100 são suficientes para a maioria dos problemas [28], [29].

Para que os algoritmos genéticos possam ser usados, é necessário que o problema seja representado de forma adequada. Se o algoritmo for representado sob a forma binária, cada atributo deve ser escrito por uma seqüência de bits onde o indivíduo será a concatenação das seqüências de bits de todos os seus atributos. A codificação usando o próprio alfabeto do atributo que se quer representar (letras, códigos, números reais etc.) para representar um indivíduo também é muito utilizada [27].

A função objetivo ou *fitness* será a responsável pela quantificação da aptidão de cada indivíduo da população. Segundo Haupt e Randy [27], este é o componente mais importante para o projeto de um algoritmo genético. É através desta função que se mede quão próximo um indivíduo está da solução desejada para o problema de otimização avaliado, ou quão boa é esta solução. É essencial que esta função seja representativa e diferencie as soluções inapropriadas.

Os principais métodos e operadores utilizados nos algoritmos evolutivos são:

### 1) Seleção.

A seleção determina quais indivíduos são escolhidos para serem recombinados e quantos descendentes cada progenitor produz. O primeiro passo é atribuir a cada indivíduo da população a aptidão, por um método de projeto. Exemplos de métodos são: proporcional, ranqueamento ou ranqueamento multi-objetivo [22].

O segundo passo é selecionar os indivíduos de acordo com o valor de suas aptidões, por exemplo, por um dos seguintes métodos: roleta, estocástico, seleção local, truncamento ou torneio [22].

Os métodos mais encontrados na literatura são o da seleção por roleta e por torneio [22].

No método de seleção por roleta, conforme apresentado na Figura 7, cada indivíduo da população é representado na roleta proporcionalmente ao seu índice de aptidão. Assim, para indivíduos com alta aptidão é dada uma porção maior da roleta, enquanto para os indivíduos de aptidão mais baixa, é dada uma porção relativamente menor.

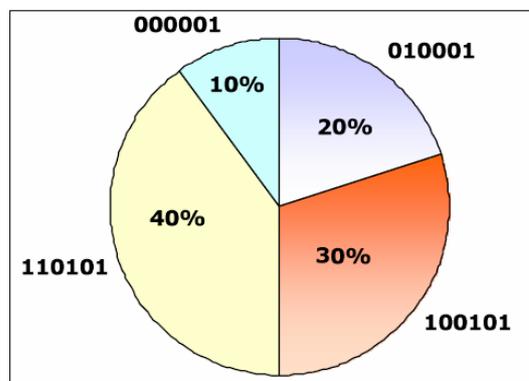


Figura 7: Método da seleção por roleta.  
(Pozo,2007).

Para o método de seleção por torneio, um número  $n$  de indivíduos da população são escolhidos aleatoriamente, formando uma população temporária, aos quais são atribuídos uma probabilidade previamente definida.

Um problema comum na seleção dos indivíduos é a convergência prematura decorrente do mal escalonamento da função objetivo. Ocorre quando um indivíduo possui uma aptidão muito superior a da média da população. Neste caso, o método de seleção atribuiu uma probabilidade maior a este indivíduo em detrimento dos demais, fazendo com que seja sempre escolhido, transmitindo sua

característica genética e dominando a população em poucas gerações. Para contornar esse problema, a escolha do método de seleção por ranqueamento indica bons resultados conforme demonstrado em [30].

## 2) Recombinação.

A recombinação produz novos indivíduos, combinando as informações contidas nos pais. Dependendo da representação das variáveis dos indivíduos, as seguintes representações podem ser adotadas: recombinação inteira, recombinação real e recombinação binária.

Quando as variáveis assumem a forma binária, é comum na literatura a utilização do termo cruzamento para designar a recombinação, uma vez que historicamente os algoritmos genéticos eram usados com variáveis binárias [23].

A idéia básica da recombinação é que sejam gerados novos indivíduos com características dos seus pais. Segundo Haupt e Randy [27], esta mistura é realizada tentando imitar (em um alto nível de abstração) a reprodução de genes em células. Trechos das características de um indivíduo são trocados pelos trechos equivalentes do outro. O resultado desta operação é um indivíduo que potencialmente combine as melhores características dos indivíduos usados como base. Alguns tipos de recombinação bastante utilizados são: a recombinação em um ponto de corte e a recombinação em dois pontos de corte, estes representados na Figura 8.

Na implementação do algoritmo genético, é definido a taxa de probabilidade de ocorrência da recombinação, que define a quantos indivíduos da população a recombinação será aplicada. Recomenda-se que a probabilidade de recombinação seja de 0,9 para populações grandes (100 indivíduos) e 0,6 para populações pequenas (30 indivíduos) [28], [29].

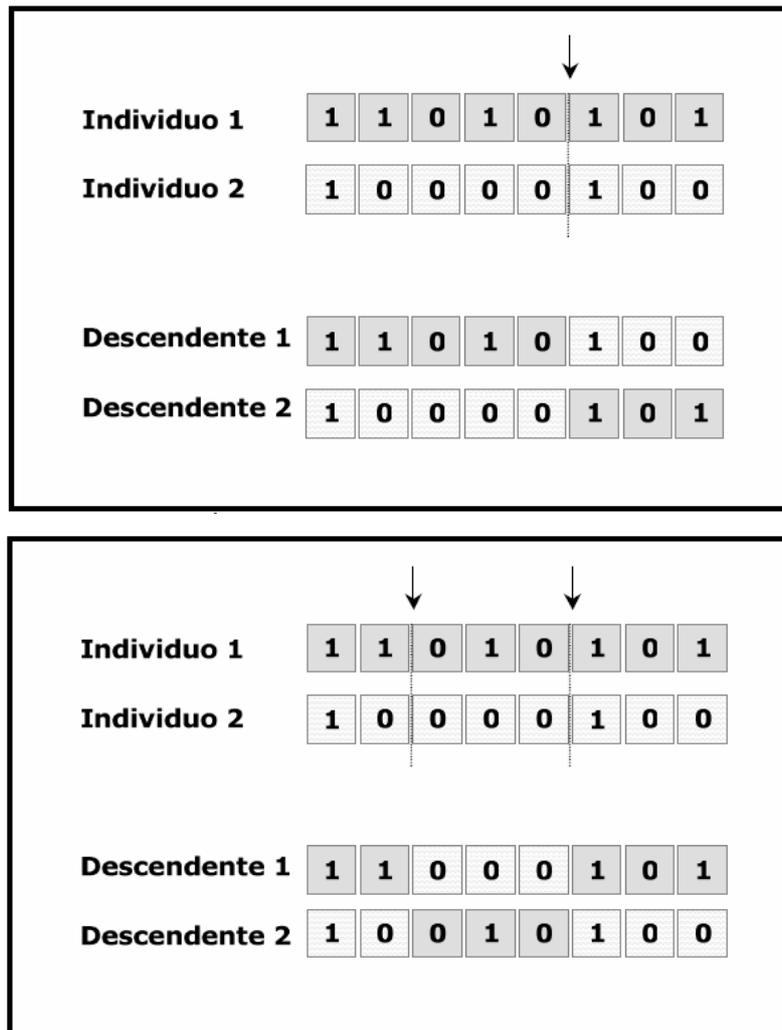


Figura 8: Recombinação em um ponto e dois pontos. ( Pozo, 2007).

### 3) Mutação

Após a recombinação, cada indivíduo descendente é submetido à mutação. As variáveis são mutadas por pequenas perturbações, com baixa probabilidade. As representações das variáveis determinam os operadores a serem utilizados: mutação real ou binária, conforme apresentado na Figura 9.

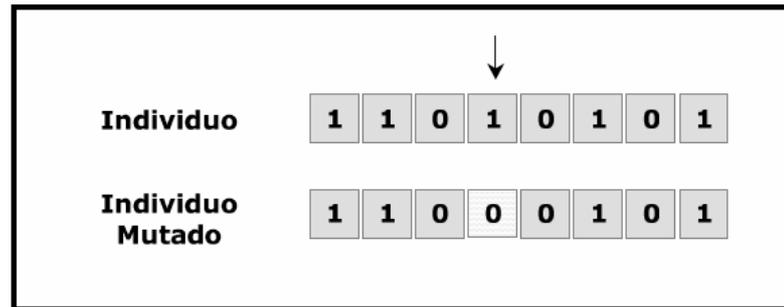


Figura 9: Mutação simples.  
(Poço, 2007).

Segundo Tingsong *et al.* [32], ao atribuir uma baixa taxa de mutação para o algoritmo genético, as mudanças serão lentas e ao contrário, ao se adotar uma taxa muito alta os traços genéticos não são mantidos, levando a não convergência. Os valores típicos de probabilidades de mutação encontrados na literatura variam entre 0,01 para populações pequenas (30 elementos) e 0,001 para populações grandes (100 elementos) [28], [29].

#### 4) Reinscrição e Elitismo.

Após a produção dos descendentes, estes devem ser inseridos na população. Pode ocorrer situações em que são produzidos menos descendentes do que o tamanho original da população, ou o contrário. Pelo método da reinscrição, é determinado quais os indivíduos devem ser inseridos na nova população e quais indivíduos da população devem ser substituídos pelos descendentes. Os mais comuns algoritmos usados são: reinscrição global, para toda população cujo seleção foi realizada por roleta, estocástico, universal ou truncamento e reinscrição local para seleção local.

Quando a nova população é formada, a população anterior é inteiramente descartada. Pode ocorrer, neste caso, que o melhor indivíduo seja eliminado ou sofra mutação fazendo com que o algoritmo demore a encontrar as melhores soluções. Como alternativa, Goldberg [31] sugere a adoção o critério elitista, onde o pior indivíduo da geração é substituído pelo mais apto indivíduo da geração anterior.

### 3.2 Evolução Diferencial

O algoritmo genético tradicional busca a otimização global baseado nos mecanismos da evolução biológica, como a seleção, reprodução e mutação, sendo indicado para complicados problemas de otimização não lineares. No entanto, quando aplicado a problemas reais de Engenharia [32], [33], o algoritmo genético tradicional apresenta algumas desvantagens, como o problema de convergência prematura, apresentando como solução um ótimo local, e o problema da estagnação durante o processo de evolução. A fim de contornar essas desvantagens, Storn e Price [34] propuseram na década de 90 a técnica denominada de Evolução Diferencial (ED).

Cheng e Wang [35] afirmam que o algoritmo de evolução diferencial dificilmente torna-se preso em ótimos locais, pois busca a solução ótima global manipulando uma população de soluções, ou seja, buscando simultaneamente a solução em diferentes regiões do espaço de busca.

Segundo Oliveira [25], o mecanismo da evolução diferencial consiste na geração de novos indivíduos, chamados de vetores modificados ou doadores. Isto ocorre com a adição da diferença vetorial ponderada entre dois indivíduos aleatórios da população a um terceiro indivíduo.

De forma análoga ao algoritmo genético, o procedimento de otimização é iniciado com a geração de uma população inicial escolhida aleatoriamente, geralmente com distribuição de probabilidade uniforme, contendo  $Np$  indivíduos, denominados de vetores. Cada vetor contém  $n$  componentes, que representam as variáveis do projeto. Em seguida, o operador de mutação gera novos indivíduos, os vetores modificados, formados pela diferença ponderada entre dois indivíduos aleatórios da população, somados a um terceiro. Na próxima fase, os vetores modificados fazem o cruzamento com um vetor alvo (vetor escolhido aleatoriamente), formando o vetor tentativa. O algoritmo então faz a seleção, analisando se o custo da função objetivo do vetor tentativa é menor do que o valor do vetor alvo. Em caso positivo, o vetor tentativa substitui o vetor alvo e será o vetor alvo da próxima geração. O processo se repetirá até que algum critério de parada seja atingido.

O algoritmo de evolução diferencial apresenta as etapas a seguir, para sua resolução, a partir de uma população inicial construída aleatoriamente usando

distribuição uniforme.

### 1) Escolha dos vetores.

Entre os  $Np$  indivíduos da população, são escolhidos aleatoriamente três vetores distintos:  $X_\alpha^q, X_\beta^q, X_\gamma^q$ .

### 2) Vetor diferença $V^q$

Nesta fase, é feita a diferença vetorial ponderada entre os vetores  $X_\beta^q, X_\gamma^q$  e a multiplicação pela constante  $F_p$  que controla a amplitude do vetor diferença, de acordo com a fórmula a seguir:

$$V^q = F_p \left( X_\beta^{(q)} - X_\gamma^{(q)} \right), \quad (21)$$

### 3) Vetor modificado $V^{(q+1)}$

O vetor modificado  $V^{(q+1)}$  é formado pela adição do vetor escolhido aleatoriamente  $X_\alpha^q$  ao vetor diferença  $V^q$ , resultando na fórmula a seguir. Esta operação é denominada de mutação, tal que:

$$V^{(q+1)} = X_\alpha^{(q)} + F_p \left( X_\beta^{(q)} - X_\gamma^{(q)} \right), \quad (22)$$

A Figura 10 ilustra a geração dos vetores modificados, no algoritmo de evolução diferencial.

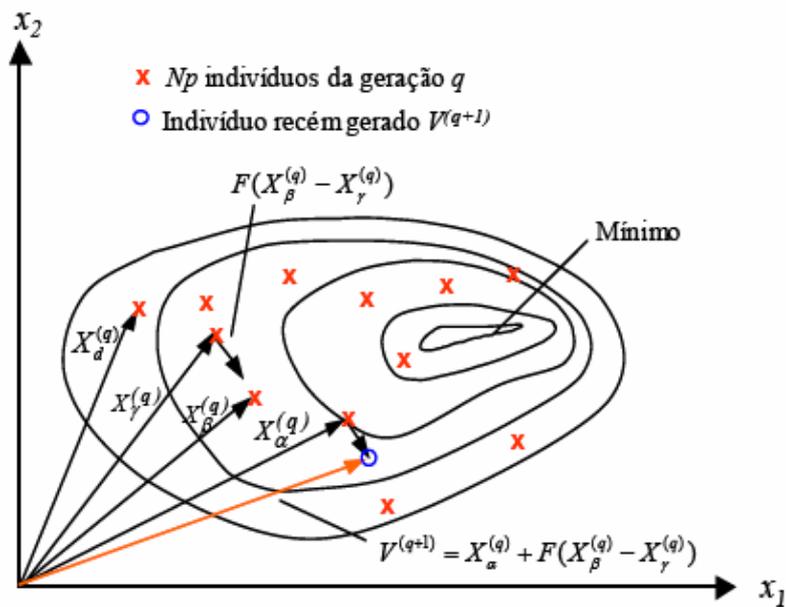


Figura 10: Evolução diferencial – geração de vetores modificados (Arantes *et al.*)

4) Vetor alvo  $X_s^q$

O vetor alvo  $X_s^q$  é escolhido aleatoriamente, onde  $s \in \{1, \dots, Np\}$  e diferente de  $X_\alpha^q, X_\beta^q, X_\gamma^q$ .

5) Vetor tentativa  $U^{(q+1)}$

O vetor tentativa  $U^{(q+1)}$  é formado pela mistura dos componentes do vetor modificado  $V^{(q+1)}$  com o vetor alvo  $X_s^q$ . Esta operação é denominada de cruzamento onde os componentes  $u(i)^{(q+1)}$  que formam o vetor tentativa são escolhidos de acordo com a seguinte fórmula:

$$u(i)^{(q+1)} = \begin{cases} v(i)^{(q+1)}, & \text{se } \text{rand}_i \leq Pc \\ x_s(i)^q, & \text{se } \text{rand}_i \geq Pc, \quad i=1, \dots, n, \end{cases} \quad (23)$$

onde  $v(i)^{(q+1)}$  é a componente do vetor modificado  $V^{(q+1)}$ ,  $x_s(i)^q$  é a componente do vetor alvo  $X_s^q$ ,  $\text{rand}_i$  é um valor aleatório compreendido no intervalo  $[0,1]$  e  $Pc$  é a

probabilidade de cruzamento compreendida no intervalo  $[0, 1]$ .

Neste caso, se a probabilidade de cruzamento  $P_c$  for igual a 1, todas as componentes do vetor tentativa serão provenientes do vetor modificado. Caso a probabilidade de cruzamento  $P_c$  seja igual a 0, todas as componentes do vetor tentativa virão do vetor alvo.

6) Vetor alvo da geração seguinte  $X_s^{(q+1)}$

O último passo é determinar qual será o vetor alvo da geração seguinte  $X_s^{(q+1)}$ , operação esta, denominada de seleção. É realizada a comparação entre o custo do vetor tentativa  $f(U^{(q+1)})$  e o custo do vetor alvo  $f(X_s^q)$ , escolhendo-se o de menor valor, de acordo com as fórmulas a seguir:

$$\text{Se } f(U^{(q+1)}) \leq f(X_s^q), \text{ então } X_s^{(q+1)} = U^{(q+1)}, \quad (24)$$

$$\text{Se } f(U^{(q+1)}) \geq f(X_s^q), \text{ então } X_s^{(q+1)} = X_s^q. \quad (25)$$

O algoritmo de evolução diferencial requer a configuração dos parâmetros de execução, que constituem as estratégias de otimização. São referentes ao tipo do vetor  $X_\alpha^q$  a ser modificado, o número de vetores diferenciais  $X_\beta^q$  e  $X_\gamma^q$  e o tipo de cruzamento a ser utilizado. Usualmente as estratégias da evolução diferencial são escritas sob a forma:  $ED/a/b/c$ , onde  $a$  especifica o tipo do vetor a ser modificado, podendo ser aleatório (*rand*) ou o melhor (*best*),  $b$  determina o número pares de vetores diferenciais, podendo ser um ou mais, dependendo do número de vetores da população, e  $c$  denota o tipo de cruzamento, exponencial (*exp*) ou binomial (*bin*).

A estratégia *rand-to-best* pode ser selecionada quando o número de vetores diferenciais é igual ou superior a dois, uma vez que neste caso, o primeiro par de vetores diferenciais segue a estratégia *rand*, e o segundo par, a estratégia *best*. A tabela 5 apresenta o resumo das estratégias propostas.

Tabela 5: Estratégias da ED.

Nº	Notação
1	<i>ED/best/1/exp</i>
2	<i>ED/rand/1/exp</i>
3	<i>ED/rand-to-best/2/exp</i>
4	<i>ED/best/2/exp</i>
5	<i>ED/rand/2/exp</i>
6	<i>ED/best/1/bin</i>
7	<i>ED/rand/1/bin</i>
8	<i>ED/rand-to-best/2/bin</i>
9	<i>ED/best/2/bin</i>
10	<i>ED/rand/2/bin</i>

## 4 RESULTADOS

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos para o problema de minimização do custo da energia e do custo da penalização por sobre e subcontratação, que tem por objetivo determinar a melhor estratégia de compra de energia nos leilões públicos. São utilizadas duas técnicas na resolução do problema: a técnica de algoritmos genéticos e de evolução diferencial, aplicadas a dois cenários distintos. No primeiro cenário, fez-se a suposição de que o preço PLD é alto, e no segundo o preço PLD é baixo.

Os dados usados nos algoritmos, tanto das energias como dos preços, são baseados em valores observados em uma distribuidora de grande porte.

### 4.1 Dados

Os dados dos contratos vigentes e os preços das energias existentes e futuras, juntamente com a previsão de mercado, são apresentados a seguir. Estes dados são usados nos algoritmos propostos, para a solução do problema.

#### 4.1.1 Montante de energia contratada nos leilões de energia velha e nova.

Os montantes de energia dos contratos provenientes de leilões de energia existentes  $e_{velha}$ , são dados conforme a Tabela 6.

Tabela 6: Energia dos contratos existentes provenientes de  $e_{velha}$ .

Tipo	Contratos que não encerram no horizonte de cinco anos	Contratos que se encerram e devem ser recontratados no leilão A-1(MR)				
		(i +1)	(i +2)	(i +3)	(i +4)	(i +5)
Período	-					
Energia Existente - $e_{velha}$	$e_v$	$e_{v0}$	$e_{v1}$	$e_{v2}$	$e_{v3}$	$e_{v4}$
Mw médio	2010	20	50	20	80	20

Para a energia proveniente de leilões de energia nova  $e_{nova}$ , os montantes em MWmédios são descritos na Tabela 7.

Tabela 7: Energia dos contratos existentes provenientes de  $e_{nova}$ .

Tipo	Contratos que não encerram no horizonte de cinco anos	Contratos que se encerram e devem ser recontratados no leilão A-1(MR)				
		(i +1)	(i +2)	(i +3)	(i +4)	(i +5)
Período	-					
Energia Nova - $e_{nova}$	$e_n$	$e_{n0}$	$e_{n1}$	$e_{n2}$	$e_{n3}$	$e_{n4}$
Mw médio	60	50	40	30	20	30

Os montantes de energia dos contratos originais (CCEAR) de energia velha

$MI$ , são destinados ao cálculo da descontração de 4%, de acordo com a Tabela 8.

Tabela 8: Energia dos contratos originais de CCEAR.

Tipo	Contratos que não encerram no horizonte de cinco anos	Contratos que se encerram e devem ser recontratados no leilão A-1(MR)				
		$(i+1)$	$(i+2)$	$(i+3)$	$(i+4)$	$(i+5)$
Período	-					
Montante Original CCEAR - $MI$	$MI_v$	$MI_{v0}$	$MI_{v1}$	$MI_{v2}$	$MI_{v3}$	$MI_{v4}$
Mw médio	2010	20	50	20	80	20

A energia dos contratos resultantes dos leilões de energia nova A-3 realizados nos anos  $(i-2)$  e  $(i-1)$ , cujo início de suprimento se dará nos anos  $(i+1)$  e  $(i+2)$ , são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9: Energia dos leilões A-3.

Período	$(i+1)$	$(i+2)$
Leilão A-3	$A3(i-2)$	$A3(i-1)$
Mw médio	50	120

Os montantes de energia dos contratos resultantes dos leilões de energia nova A-5 realizados nos anos  $(i-4)$ ,  $(i-3)$ ,  $(i-2)$  e  $(i-1)$  cujo início de suprimento se dará nos anos  $(i+1)$ ,  $(i+2)$ ,  $(i+3)$  e  $(i+4)$ , são dados na Tabela 10.

Tabela 10: Energia dos Leilões A-5.

Período	$(i+1)$	$(i+2)$	$(i+3)$	$(i+4)$
Leilão A-5	$A5(i-4)$	$A5(i-3)$	$A5(i-2)$	$A5(i-1)$
Mw médio	60	170	360	540

#### 4.1.2 Carga para limite de A-3.

A carga em MWmédio, demandada pelos consumidores nos anos  $(i-2)$ ,  $(i-1)$  e  $(i)$ , é usada para calcular o limite de contratação dos leilões A-3, conforme as inequações (11) a (13). Seus valores podem ser vistos na Tabela 11.

Tabela 11: Carga para limite de A-3.

Período	$(i-2)$	$(i-1)$	$i$
Carga	$e(i-2)$	$e(i-1)$	$e(i)$
Mwmédio	2400	2500	2600

#### 4.1.3 Preços da energia contratada nos leilões de energia velha e nova.

Os preços em R\$/MWh foram estimados com base nos preços médios obtidos junto a uma distribuidora de grande porte, a fim de manter uma coerência com mercado real.

Os preços para a energia existente, provenientes de contratos de energia velha, são dados na Tabela 12.

Tabela 12: Preço da energia dos contratos existentes provenientes de  $e_{velha}$ .

Tipo	Contratos que não encerram no horizonte de cinco anos	Contratos que se encerram e devem ser recontratados no leilão A-1(MR)				
		(i+1)	(i+2)	(i+3)	(i+4)	(i+5)
Período						
Energia Existente - $e_{velha}$	$e_v$	$e_{v0}$	$e_{v1}$	$e_{v2}$	$e_{v3}$	$e_{v4}$
R\$/MWh	50	50	50	70	80	78

Para a energia proveniente de leilões de energia nova –  $e_{nova}$ , os preços, são vistos na Tabela 13.

Tabela 13: Preço da energia dos contratos existentes provenientes de  $e_{nova}$ .

Tipo	Contratos que não encerram no horizonte de cinco anos	Contratos que se encerram e devem ser recontratados no leilão A-1(MR)				
		(i+1)	(i+2)	(i+3)	(i+4)	(i+5)
Período						
Energia Nova - $e_{nova}$	$e_n$	$e_{n0}$	$e_{n1}$	$e_{n2}$	$e_{n3}$	$e_{n4}$
R\$/MWh	115	115	118	119	118	118

Nos leilões A-3, os preços praticados são conforme a Tabela 14 a seguir.

Tabela 14: Preço da energia dos leilões A-3.

Período	(i+1)	(i+2)
Leilão A-3	A 3(i-2)	A 3(i-1)
R\$/MWh	128	130

Para os leilões de energia nova A-5 realizados nos anos (i-4), (i-3), (i-2) e (i-1), os preços são vistos na Tabela 15.

Tabela 15: Preço da energia dos Leilões A-5.

Período	(i+1)	(i+2)	(i+3)	(i+4)
Leilão A-5	A5(i-4)	A5(i-3)	A5(i-2)	A5(i-1)
R\$/MWh	80	90	100	105

#### 4.1.4 Previsão de mercado otimista e pessimista.

A previsão do mercado é feita pelos próprios distribuidores, baseada em premissas do Comitê Nacional, que analisa dentre outros agregados

macroeconômicos, o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) nacional e regional, níveis de emprego e renda e fatores sócio-econômicos de cada região. Com base em informações coletadas sobre os distribuidores no Brasil, os valores adotados para os mercados pessimista *Mpe* e otimista *Mot*, no horizonte de cinco anos, em MW médios, são dados na Tabela 16.

Tabela 16: Mercado otimista e pessimista.

Período	(i+1)	(i+2)	(i+3)	(i+4)	(i+5)
<i>Mot</i>	2960	3120	3280	3490	3660
<i>Mpe</i>	2370	2450	2520	2630	2700

#### 4.1.5 Limite do MCS D

Conforme já descrito na subseção 2.1, o MCS D possui alta subjetividade quanto à sua existência no futuro. Devido a este fato, adota-se um percentual máximo da energia contratada no ano para este mecanismo, de 3%, conforme apresentado na Tabela 17.

Tabela 17: Limite máximo do MCS D.

Período	(i+1)	(i+2)	(i+3)	(i+4)	(i+5)
<i>per</i>	<i>per</i> <sub>1</sub>	<i>per</i> <sub>2</sub>	<i>per</i> <sub>3</sub>	<i>per</i> <sub>4</sub>	<i>per</i> <sub>5</sub>
%	3	3	3	3	3

#### 4.1.6 Preços dos leilões futuros

Para o algoritmo calcular o custo das contratações futuras, são previstos os preços das energias de cada tipo de leilão, de acordo com as expectativas colhidas junto uma distribuidora.

Os preços dos leilões A-3 para os anos (i+3), (i+4) e (i+5) são dados na Tabela 18.

Tabela 18: Preço do leilão A-3.

Período	(i+3)	(i+4)	(i+5)
Leilão A-3	A 3(i)	A 3(i+1)	A 3(i+2)
R\$/MWh	120	150	155

Para o Leilão do ano (i+5), o previsto é de R\$/Mwh 110,00, conforme tabela 19.

Tabela 19: Preço do leilão A-5.

Período	$(i+5)$
Leilão A-5	$A5(i)$
R\$/MWh	110

O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) tem previsão de preços de acordo com a Tabela 20.

Tabela 20: Preço do leilão MCSD.

Período	$(i+1)$	$(i+2)$	$(i+3)$	$(i+4)$	$(i+5)$
MCSD	$MCSD(i+1)$	$MCSD(i+2)$	$MCSD(i+3)$	$MCSD(i+4)$	$MCSD(i+5)$
R\$/MWh	40	45	60	96	115

Para o leilão de ajuste, realizado em todos os anos, a previsão de preços é dada na Tabela 21.

Tabela 21: Preço do leilão de Ajuste.

Período	$(i+1)$	$(i+2)$	$(i+3)$	$(i+4)$	$(i+5)$
Ajuste	$AJ(i+1)$	$AJ(i+2)$	$AJ(i+3)$	$AJ(i+4)$	$AJ(i+5)$
R\$/MWh	110	115	160	170	175

O preço *PLD*, usado para calcular a penalidade por sobre e subcontratação descrito na subseção 2.3, é previsto conforme apresentado na Tabela 22. Neste trabalho são utilizados dois cenários de preços *PLD*.

O cálculo do preço PLD é feito pela CCEE, com a utilização dos sistemas Newave e Decomp.

Segundo a CCEE, o Newave é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo, até 5 anos, com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. O Decomp é o modelo de otimização para o horizonte de curto prazo, até 12 meses, que representa o primeiro mês em base semanal, as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador

individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do Newave). Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, e os custos marginais de operação para cada estágio por patamar de carga.

Tendo em vista que não faz parte deste trabalho determinar os preços futuros de PLD, foram adotados dois cenários de preços aleatórios, sendo um alto e outro baixo, a fim de ilustrar as estratégias resultantes da modelagem do trabalho.

Tabela 22: Preço PLD.

Período	( $i+1$ )	( $i+2$ )	( $i+3$ )	( $i+4$ )	( $i+5$ )
PLD cenário 2 R\$/Mwh	300	400	500	300	200
PLD cenário 1 R\$/Mwh	30	20	30	30	20

Os preços utilizados para valorar as energias recontratadas nos anos de previsão são definidos de acordo com a Tabela 23. Estes preços são aplicados nos leilões A-1(MR), que se destinam a recontratar as energias velhas  $e_v$  e novas  $e_n$ , que se encerram em cada ano.

Tabela 23: Preço de recontração.

Período	( $i+1$ )	( $i+2$ )	( $i+3$ )	( $i+4$ )	( $i+5$ )
recontração R\$/Mwh	80	85	95	98	98

#### 4.1.7 Preço médio dos contratos – $P_{mix}$ .

Para o cálculo do valor referente a sobrecontratação se faz necessário o conhecimento do custo médio de todos os contratos ( $P_{mix}$ ) que compõem a energia de cada ano da previsão. O  $P_{mix}$  é calculado pelo algoritmo, dividindo-se os custos de contratação de cada ano pelos respectivos montantes contratados, não sendo necessário à entrada manual deste dado.

#### 4.1.8 Preço de referência – $VR$ .

O preço  $VR$  utilizado para o cálculo do custo por subcontratação é dado pela média ponderada do preço dos Leilões A-3 e A-5. Como estes leilões ainda não

ocorreram, foi estabelecido para este trabalho que o *VR* será calculado com a proporção de 40% para o leilão A-3 e 60% para o leilão A-5, uma vez que esta é uma aproximação do que ocorre no setor elétrico nacional.

O preço *VR* é calculado, considerando-se os percentuais definidos e os preços dos leilões.

Considerando-se os valores dos leilões A-3 e A-5 sugeridos neste trabalho, o resultado para o preço *VR* é dado conforme apresentado na Tabela 24.

Tabela 24: Preço *VR*.

Período	( <i>i</i> +1)	( <i>i</i> +2)	( <i>i</i> +3)	( <i>i</i> +4)	( <i>i</i> +5)
<i>VR</i> em R\$/MWh	99	106	108	123	128

#### 4.1.9 Fatores de ponderação.

Os fatores  $\alpha$  e  $\beta$  são escolhidos iguais a 1, mantendo a mesma ponderação para os custos e penalidades.

## 4.2 Configuração do Algoritmo Genético

### 4.2.1 Codificação das variáveis

Optou-se por representar as variáveis com números reais tendo em vista o melhor desempenho em problemas de otimização de parâmetros com variáveis sobre domínio contínuo, conforme ressalta Dias [21]. Neste caso não há a necessidade da codificação e decodificação que poderia tornar mais lento o processo de resolução.

### 4.2.2 Indivíduos

Cada indivíduo da população é representado por vinte e quatro posições, indicando os percentuais de descontratação, recontratação e os montantes de energia a serem contratados dos produtos MCSD, Ajuste, A-3 e A-5, conforme apresentado na Tabela 4, na subseção 2.4

### 4.2.3 Tamanho da população

Depois de realizados testes com tamanhos de população diversos, constatou-se que não houve mudanças significativas em relação ao tempo

necessário para a convergência do algoritmo em populações maiores do que 80 indivíduos. Optou-se por adotar este número como o tamanho ideal da população para a resolução do problema.

#### 4.2.4 População inicial

Foi adotado o critério de geração aleatória da população inicial, para garantir a confiabilidade estatística dos resultados.

#### 4.2.5 Seleção

A seleção determina quais indivíduos são escolhidos para serem recombinados. A escolha foi pelo método de ranqueamento, uma vez que demonstrou melhor desempenho em testes realizados.

#### 4.2.6 Elitismo

Quando a nova população é formada, a população anterior é inteiramente descartada. Pode ocorrer neste caso que o melhor indivíduo seja eliminado ou sofra mutação fazendo com que o algoritmo demore em encontrar as melhores soluções. Como alternativa, Goldberg [31] sugere a adoção do critério elitista, onde o pior indivíduo da geração é substituído pelo mais apto indivíduo da geração anterior. Foi adotado o fator de elitismo igual a 1, ou seja, o melhor indivíduo da geração anterior é mantido.

#### 4.2.7 Recombinação

Na recombinação, são criados novos indivíduos com características dos seus pais. Os trechos das características de um indivíduo são trocados pelo trecho equivalentes do outro. O resultado desta operação é um indivíduo que potencialmente combine as melhores características dos indivíduos usados como base. Na implementação do algoritmo genético, depois de realizados testes, foi adotada a estratégia de cruzamento por um ponto de corte.

#### 4.2.8 Mutação

Após a recombinação, cada novo indivíduo é submetido à mutação. As variáveis são modificadas por pequenas perturbações, com baixa probabilidade, a fim de ajudar a cobrir todo o espaço de busca, evitando a ocorrência de um mínimo

local. A probabilidade adotada foi de 0,8, conforme testes realizados.

#### 4.2.9 Critério de parada

O critério de parada é o número máximo de gerações admitidas pelo algoritmo, que neste caso, é de 300 gerações. O número foi escolhido devido à observação de experimentos com 1000 gerações, onde se constatou que 300 gerações são suficientes para a convergência dos resultados no problema proposto.

### 4.3 Configuração do Algoritmo de Evolução Diferencial

#### 4.3.1 Tolerância máxima

A tolerância máxima admitida para a parada do algoritmo é de 0,000001, conforme experimentos realizados por Storn e Price [34] e Mayer [33].

#### 4.3.2 Parâmetros a serem otimizados

O número de parâmetros que o algoritmo deve otimizar é 24 (variáveis do problema).

#### 4.3.3 Tamanho da população

De forma análoga ao considerado no algoritmo genético, o tamanho da população é de 80 indivíduos.

#### 4.3.4 Número de gerações

O número de gerações consideradas no algoritmo de evolução diferencial é de 300 gerações. Este número foi escolhido para manter a igualdade com os critérios adotados no algoritmo genético.

#### 4.3.5 Fator de escala

De acordo com Storn e Price [34] e Mayer [33], o valor de 0,4 para o fator de escala apresenta resultados satisfatórios.

#### 4.3.6 Probabilidade de cruzamento

É escolhido como probabilidade de cruzamento o valor de 0,8, mantendo o

mesmo critério do algoritmo genético.

#### 4.3.7 Estratégia de otimização

A estratégia de otimização escolhida é a de número 7, conforme visto na Tabela 4, ou seja, *DE/rand/1/bin*. De acordo com [23], uma estratégia de otimização pode funcionar adequadamente para um tipo de problema, mas não tão bem para outro problema. A estratégia a ser adotada para um problema deve ser determinada por tentativa e erro, entretanto, Storn e Price [34] e Mayer [33] sugerem esta estratégia.

### 4.4 Cenários

O problema proposto é resolvido com a técnica de algoritmos genéticos e de evolução diferencial. Para tanto são utilizados dois cenários de preços PLD, de modo a ser possível evidenciar os efeitos que estas variáveis tem sobre o resultado da função objetivo, demonstrando que os distribuidores podem adotar diferentes estratégias de preços e mercado, conforme for conveniente.

O algoritmo genético foi implementado, com auxílio do *Tool Box – AGTOOL* do programa computacional *Matlab* versão 7.1. A técnica de evolução diferencial foi implementada no *Matlab*, utilizando o algoritmo proposto por Storn e Price [34].

No primeiro cenário, o preço PLD é alto, fazendo com que o custo da sobrecontratação seja negativo, ou seja, beneficiando os distribuidores. Os valores do PLD foram de R\$/MWh 300, 400, 500, 300 e 200 para os anos  $(i+1)$ ,  $(i+2)$ ,  $(i+3)$ ,  $(i+4)$  e  $(i+5)$  respectivamente.

No segundo cenário, o preço PLD é baixo. Neste caso o custo da sobrecontratação deixa de ser interessante para os distribuidores, resultando em um nível geral de contratação mais baixo. Os preços utilizados foram de R\$/MWh 30, 20, 30, 30 e 20 para os anos  $(i+1)$ ,  $(i+2)$ ,  $(i+3)$ ,  $(i+4)$  e  $(i+5)$  respectivamente.

Para cada cenário, são executados 30 experimentos, escolhendo-se como resultado, o de menor custo. Com isto, pretende-se melhorar a confiabilidade estatística dos resultados

Os valores resultantes das simulações são expressos em R\$ x MWmédio / MWh, uma vez que os dados de entrada dos preços das energias estão na unidade R\$/MWh, e os dados de entrada dos montantes de energias, estão na unidade de

MWmédio. Ao se multiplicar as duas unidades obtém-se R\$ x MWmédio / MWh.

A unidade MWmédio é rotineiramente utilizada no setor elétrico para reduzir o tamanho dos números relativos da energia (constante de escala), que de outra forma teriam que ser expressos em milhões de MWh, principalmente quando se tratam de valores anuais.

A relação entre MWmédio e MWh é dada por:  $1 \text{ MWmédio} = 8.760 \times \text{MWh}$ . A unidade MWmédio representa a energia média linear acumulada nas 24 horas do dia, em 30,41 dias médios dos meses do ano, nos 12 meses do ano civil ( $24 \times 30,41 \times 12 = 8760$ ). Assim, caso deseje-se que os valores finais do algoritmo sejam representados em R\$, basta multiplicá-los pela constante 8.760.

Nas subseções seguintes, são apresentados os resultados obtidos com a utilização do algoritmo genético e do algoritmo de evolução diferencial, aplicados a função objetivo do problema, nos dois cenários de preços PLD propostos.

Em cada caso são apresentadas, uma tabela contendo o resultado das 24 variáveis do problema, e uma tabela contendo os resultados da função objetivo, dos custos de sobre e sub contratação e das energias contratadas e descontratadas para cada ano da previsão, além de outras informações que comprovam o atendimento das restrições do problema. É demonstrada também, uma figura com os gráficos de contratação considerando os limites do mercado otimista e pessimista, as energias recontratadas e devolvidas e a energias contratadas em cada tipo de leilão.

## 4.4.1 Algoritmo Genético – PLD Alto

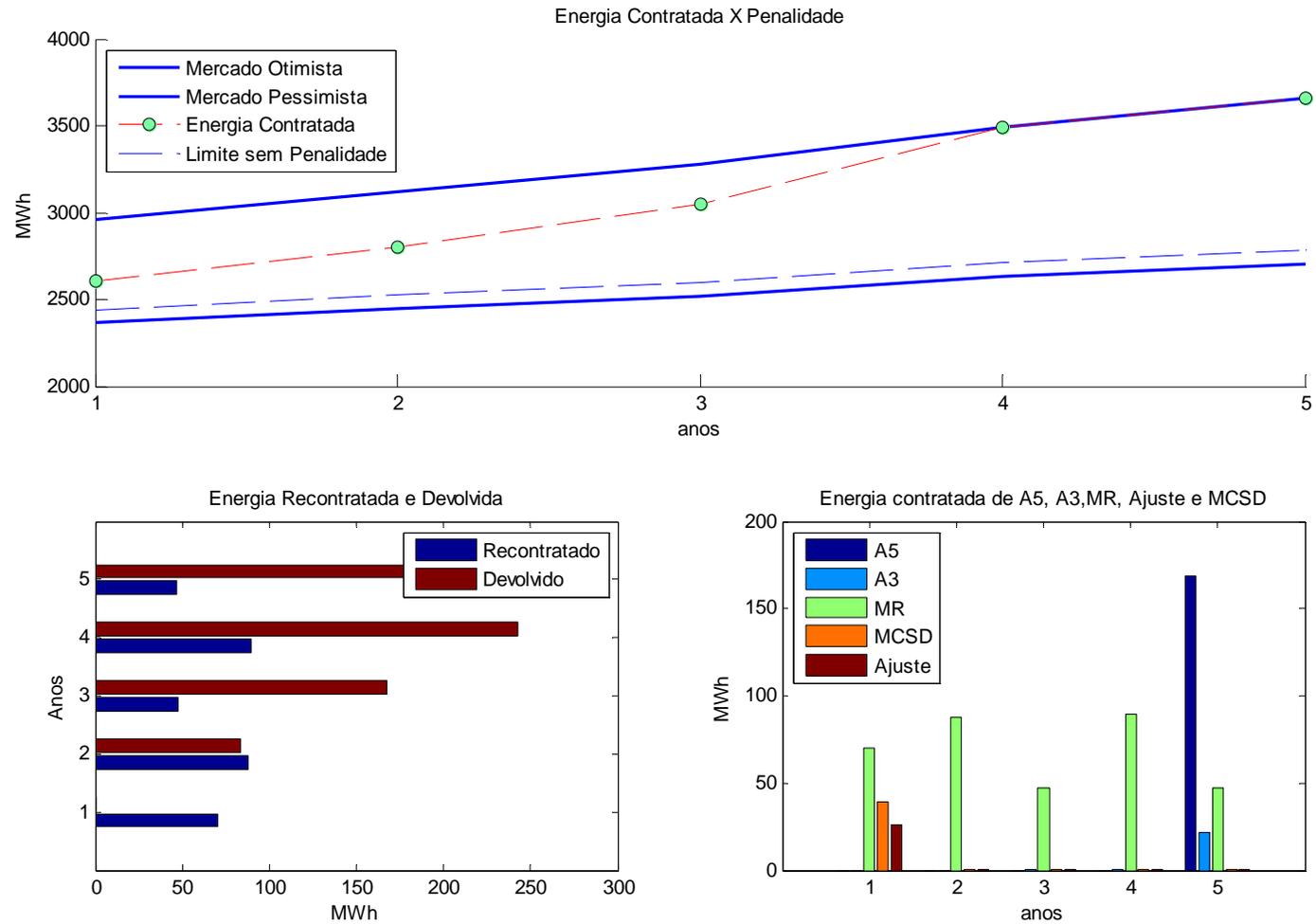
Tabela 25: Solução com o algoritmo genético para o PLD alto.

Valores das Variáveis									
$x_1$	0,0000	$x_6$	1,0000	$x_{11}$	39,4115	$x_{16}$	26,0435	$x_{21}$	0,0969
$x_2$	0,0393	$x_7$	0,9748	$x_{12}$	0,0004	$x_{17}$	0,0004	$x_{22}$	0,0036
$x_3$	0,0400	$x_8$	0,9619	$x_{13}$	0,0012	$x_{18}$	0,0026	$x_{23}$	21,2208
$x_4$	0,0400	$x_9$	0,9575	$x_{14}$	0,0009	$x_{19}$	0,0001	$x_{24}$	168,7350
$x_5$	0,0084	$x_{10}$	0,9919	$x_{15}$	0,0028	$x_{20}$	0,0024		

Tabela 26: Resultados com o algoritmo genético para o PLD alto.

Cenário1	Resultados					
		(i+1)	(i+2)	(i+3)	(i+4)	(i+5)
Função objetivo em R\$	1.084.962,30					
Custo total em R\$	1.089.658,44					
Custo da sobrecontratação em R\$	-611.225,08					
Custo da Subcontratação em R\$	606.528,94					
Energia Sobrecontratada em MWh		164,30	280,53	449,35	781,10	879,00
Energia Subcontratada em MWh		354,60	315,97	235,05	0,00	0,00
Preço MIX		59,79	64,62	68,65	74,94	77,07
Preço VR		99,20	106,00	108,00	123,00	128,00
Energia contratada em MWh		2.605,40	2.804,03	3.044,95	3.490,00	3.660,00
Mercado otimista em MWh		2.960,00	3.120,00	3.280,00	3.490,00	3.660,00
Mercado pessimista em MWh		2.370,00	2.450,00	2.520,00	2.630,00	2.700,00
Limite máximo A3 em MWh				48,00	50,00	52,00
Energia contratada A3 em MWh				0,10	0,00	21,22
Energia contratada A5 em MWh						168,73
MI em MWh		70,00	90,00	50,00	100,00	50,00
LI em MWh		67,20	86,40	47,21	89,65	45,61
MR contratado em MWh		70,00	87,73	47,34	89,67	47,23
MR total recontratado em MWh	341,97					
Percentual de reconstratação em %		1,00	0,97	0,96	0,96	0,99
Energia devolvida em MWh		0,05	83,82	167,44	242,29	256,69
Energia total devolvida em MWh	750,28					
Percentual de devolução em %		0,00	0,04	0,04	0,04	0,01
Limite máximo MCSD em MWh		79,36	86,72	94,17	107,94	113,20
Energia contratada MCSD em MWh		39,41	0,00	0,00	0,00	0,00
Limite máximo Ajuste em MWh		26,05	28,32	30,76	35,25	36,97
Energia contratada Ajuste em MWh		26,04	0,00	0,00	0,00	0,00

Figura 11: Algoritmo genético para o PLD alto.



## 4.4.2 Algoritmo Genético – PLD Baixo

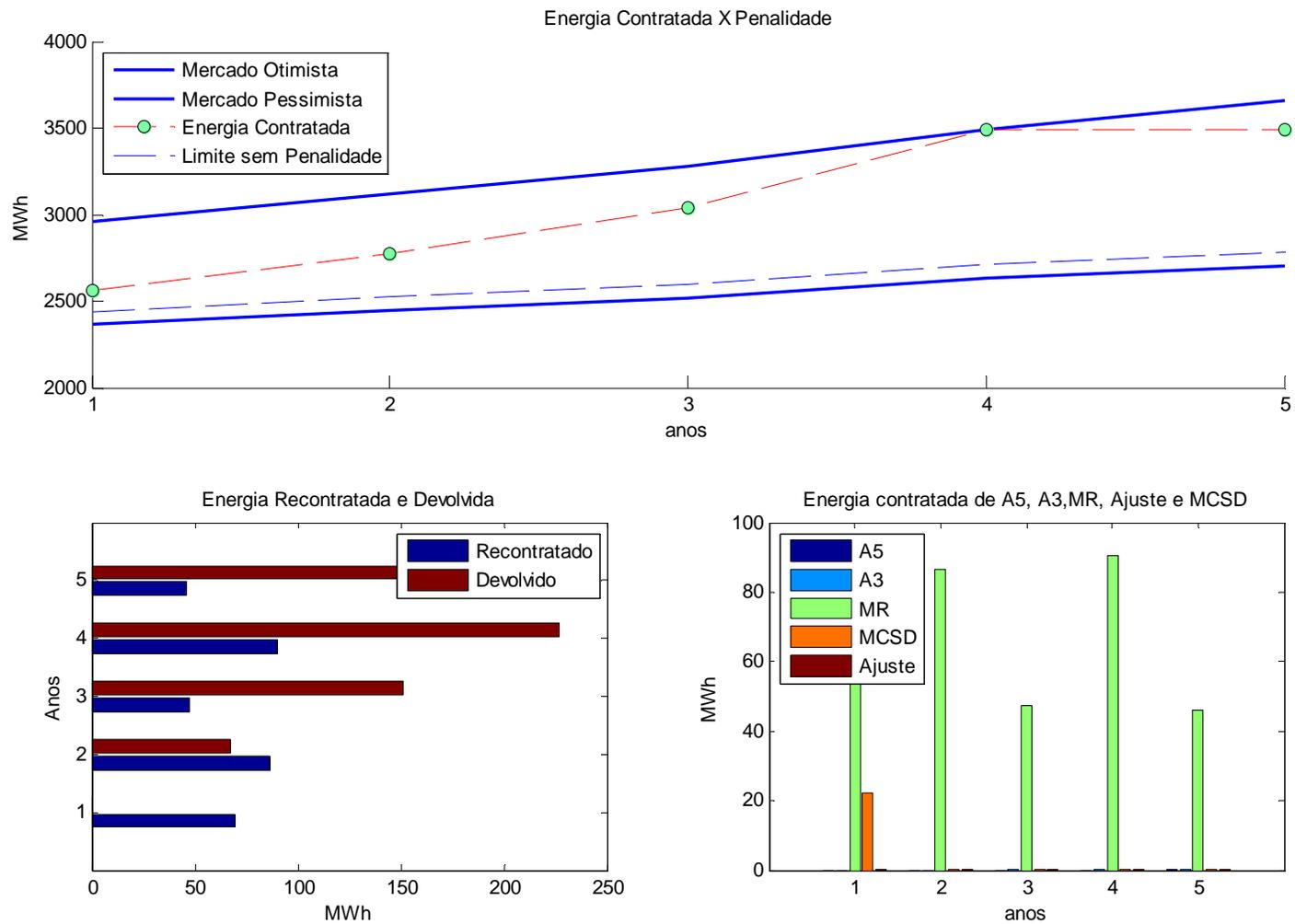
Tabela 27: Solução com o algoritmo genético para o PLD baixo.

Valores das Variáveis									
X <sub>1</sub>	0,0000	X <sub>6</sub>	0,9911	X <sub>11</sub>	22,1370	X <sub>16</sub>	0,0268	X <sub>21</sub>	0,0029
X <sub>2</sub>	0,0317	X <sub>7</sub>	0,9602	X <sub>12</sub>	0,0001	X <sub>17</sub>	0,0001	X <sub>22</sub>	0,0131
X <sub>3</sub>	0,0400	X <sub>8</sub>	0,9603	X <sub>13</sub>	0,0000	X <sub>18</sub>	0,0000	X <sub>23</sub>	0,0025
X <sub>4</sub>	0,0400	X <sub>9</sub>	0,9581	X <sub>14</sub>	0,0001	X <sub>19</sub>	0,0000	X <sub>24</sub>	0,0087
X <sub>5</sub>	0,0000	X <sub>10</sub>	0,9616	X <sub>15</sub>	0,0000	X <sub>20</sub>	0,0000		

Tabela 28: Resultados com o algoritmo genético para o PLD baixo.

Cenário2	Resultados					
		(i+1)	(i+2)	(i+3)	(i+4)	(i+5)
Função objetivo em R\$	1.292.210,04					
Custo total em R\$	1.062.780,45					
Custo da sobrecontratação em R\$	106.093,19					
Custo da Subcontratação em R\$	123.336,40					
Energia Sobrecontratada em MWh		120,37	253,98	448,46	781,04	707,09
Energia Subcontratada em MWh		398,53	342,52	235,94	0,06	171,91
Preço MIX		59,41	64,27	68,70	74,98	74,91
Preço VR		99,20	106,00	108,00	123,00	128,00
Energia contratada em MWh		2.561,47	2.777,48	3.044,06	3.489,94	3.488,09
Mercado otimista em MWh		2.960,00	3.120,00	3.280,00	3.490,00	3.660,00
Mercado pessimista em MWh		2.370,00	2.450,00	2.520,00	2.630,00	2.700,00
Mercado pessimista em MWh		2.441,10	2.523,50	2.595,60	2.708,90	2.781,00
Limite máximo A3 em MWh				48,00	50,00	52,00
Energia contratada A3 em MWh				0,00	0,01	0,00
Energia contratada A5 em MWh						0,01
MI em MWh		70,00	90,00	50,00	100,00	50,00
LI em MWh		67,20	86,40	47,37	90,26	45,77
MR contratado em MWh		69,38	86,42	47,41	90,31	45,93
MR total recontratado em MWh	339,45					
Percentual de recontração em %		0,99	0,96	0,96	0,96	0,96
Energia devolvida em MWh		0,07	67,58	151,28	226,71	224,50
Energia total devolvida em MWh	670,14					
Percentual de devolução em %		0,00	0,03	0,04	0,04	0,00
Limite máximo MCSD em MWh		78,54	85,90	94,15	107,94	107,88
Energia contratada MCSD em MWh		22,14	0,00	0,00	0,00	0,00
Limite máximo Ajuste em MWh		25,87	28,06	30,75	35,25	35,23
Energia contratada Ajuste em MWh		0,03	0,00	0,00	0,00	0,00

Figura 12: Algoritmo genético para o PLD baixo.



## 4.4.3 Evolução Diferencial – PLD alto

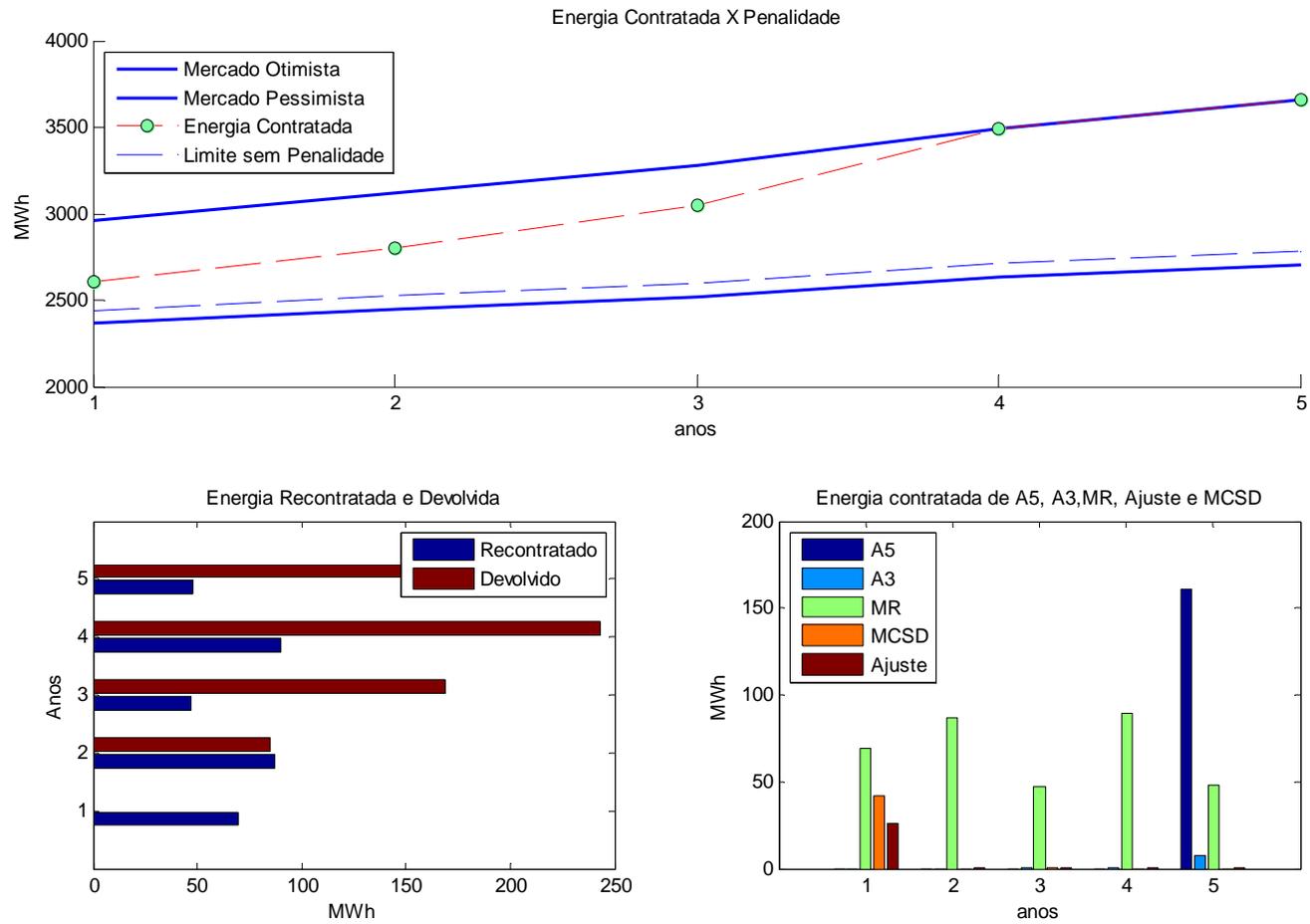
Tabela 29: Solução com a evolução diferencial para o PLD alto.

Valores das Variáveis									
$x_1$	0,0000	$x_6$	0,9943	$x_{11}$	41,7181	$x_{16}$	25,6190	$x_{21}$	0,0227
$x_2$	0,0400	$x_7$	0,9640	$x_{12}$	0,0000	$x_{17}$	0,0017	$x_{22}$	0,0962
$x_3$	0,0399	$x_8$	0,9609	$x_{13}$	0,0073	$x_{18}$	0,0298	$x_{23}$	7,5137
$x_4$	0,0400	$x_9$	0,9587	$x_{14}$	0,0000	$x_{19}$	0,1227	$x_{24}$	161,0155
$x_5$	0,0000	$x_{10}$	1,0000	$x_{15}$	0,0000	$x_{20}$	0,0395		

Tabela 30: Resultados com a evolução diferencial para o PLD alto.

Cenário2	Resultados					
		(i+1)	(i+2)	(i+3)	(i+4)	(i+5)
Função objetivo em R\$	1.083.451,88					
Custo total em R\$	1.087.490,35					
Custo da sobrecontratação em R\$	-611.327,22					
Custo da Subcontratação em R\$	607.288,74					
Energia Sobrecontratada em MWh		165,84	279,52	448,92	781,04	877,48
Energia Subcontratada em MWh		353,06	316,98	235,48	0,06	1,52
Preço MIX		59,77	64,59	68,63	74,93	76,58
Preço VR		99,20	106,00	108,00	123,00	128,00
Energia contratada em MWh		2.606,94	2.803,02	3.044,52	3.489,94	3.658,48
Mercado otimista em MWh		2.960,00	3.120,00	3.280,00	3.490,00	3.660,00
Mercado pessimista em MWh		2.370,00	2.450,00	2.520,00	2.630,00	2.700,00
Mercado pessimista em MWh		2.441,10	2.523,50	2.595,60	2.708,90	2.781,00
Limite máximo A3 em MWh				48,00	50,00	52,00
Energia contratada A3 em MWh				0,02	0,10	7,51
Energia contratada A5 em MWh						0,01
MI em MWh		70,00	90,00	50,00	100,00	50,00
LI em MWh		67,20	86,40	47,37	90,26	45,77
MR contratado em MWh		69,38	86,42	47,41	90,31	45,93
MR total recontratado em MWh	339,45					
Percentual de recontração em %		0,99	0,96	0,96	0,96	0,96
Energia devolvida em MWh		0,07	67,58	151,28	226,71	224,50
Energia total devolvida em MWh	670,14					
Percentual de devolução em %		0,00	0,03	0,04	0,04	0,00
Limite máximo MCSD em MWh		78,54	85,90	94,15	107,94	107,88
Energia contratada MCSD em MWh		22,14	0,00	0,00	0,00	0,00
Limite máximo Ajuste em MWh		25,87	28,06	30,75	35,25	35,23
Energia contratada Ajuste em MWh		0,03	0,00	0,00	0,00	0,00

Figura 13: Evolução diferencial para o PLD alto.



## 4.4.4 Evolução Diferencial – PLD baixo

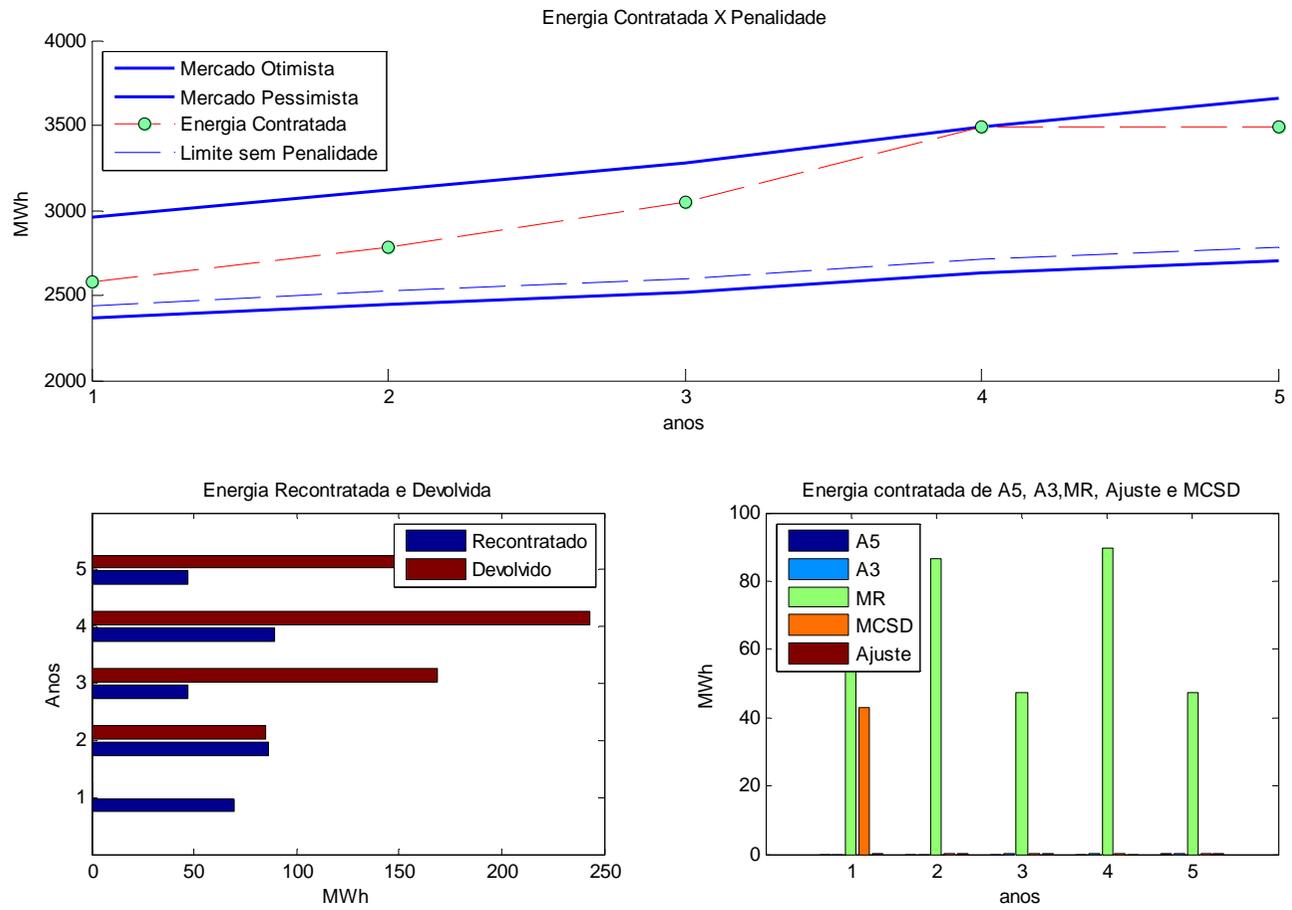
Tabela 31: Solução com a evolução diferencial para o PLD baixo.

Valores das Variáveis									
$x_1$	0,0000	$x_6$	0,9900	$x_{11}$	43,0816	$x_{16}$	0,0271	$x_{21}$	0,0052
$x_2$	0,0400	$x_7$	0,9611	$x_{12}$	0,0000	$x_{17}$	0,0005	$x_{22}$	0,0032
$x_3$	0,0399	$x_8$	0,9594	$x_{13}$	0,0000	$x_{18}$	0,0000	$x_{23}$	0,1170
$x_4$	0,0400	$x_9$	0,9573	$x_{14}$	0,0000	$x_{19}$	0,0000	$x_{24}$	0,0033
$x_5$	0,0000	$x_{10}$	0,9928	$x_{15}$	0,0025	$x_{20}$	0,0051		

Tabela 32: Resultados com a evolução diferencial para o PLD baixo.

Cenário2	Resultados				
	$(i+1)$	$(i+2)$	$(i+3)$	$(i+4)$	$(i+5)$
Função objetivo em R\$	1.290.468,25				
Custo total em R\$	1.062.972,48				
Custo da sobrecontratação em R\$	106.740,29				
Custo da Subcontratação em R\$	120.755,47				
Energia Sobrecontratada em MWh	141,31	255,71	449,36	781,09	708,77
Energia Subcontratada em MWh	377,59	340,79	235,04	0,01	170,23
Preço MIX	59,25	64,18	68,62	74,91	74,85
Preço VR	99,20	106,00	108,00	123,00	128,00
Energia contratada em MWh	2.582,41	2.779,21	3.044,96	3.489,99	3.489,77
Mercado otimista em MWh	2.960,00	3.120,00	3.280,00	3.490,00	3.660,00
Mercado pessimista em MWh	2.370,00	2.450,00	2.520,00	2.630,00	2.700,00
Mercado pessimista em MWh	2.441,10	2.523,50	2.595,60	2.708,90	2.781,00
Limite máximo A3 em MWh			48,00	50,00	52,00
Energia contratada A3 em MWh			0,01	0,00	0,12
Energia contratada A5 em MWh					0,00
MI em MWh	70,00	90,00	50,00	100,00	50,00
LI em MWh	67,20	86,40	47,20	89,60	45,60
MR contratado em MWh	69,30	86,50	47,20	89,61	47,26
MR total recontratado em MWh	339,87				
Percentual de recontração em %	0,99	0,96	0,96	0,96	0,99
Energia devolvida em MWh	0,00	85,20	168,69	243,44	241,04
Energia total devolvida em MWh	738,37				
Percentual de devolução em %	0,00	0,04	0,04	0,04	0,00
Limite máximo MCSD em MWh	78,54	85,96	94,17	107,94	107,93
Energia contratada MCSD em MWh	43,08	0,00	0,00	0,00	0,00
Limite máximo Ajuste em MWh	26,08	28,07	30,76	35,25	35,25
Energia contratada Ajuste em MWh	0,03	0,00	0,00	0,00	0,01

Figura 14: Evolução diferencial para o PLD baixo.



#### 4.5 Análise dos resultados

De acordo com os resultados obtidos pelo algoritmo, conclui-se que:

1) a modelagem do problema é sensível aos preços adotados. No cenário em que o PLD foi considerado alto, tanto com a aplicação do algoritmo genético como o de evolução diferencial, o modelo respondeu contratando mais energia, se aproximando do mercado otimista. Isto gera um resultado financeiro positivo para os distribuidores. Por outro lado, no cenário em que o PLD foi considerado baixo, a contratação de energia foi reduzida, com os dois algoritmos propostos;

2) os resultados indicaram diferentes estratégias para a descontração e recontração de energia, conforme apresentado nas Figuras 15 e 16.

Figura 15: Estratégia de recontração.

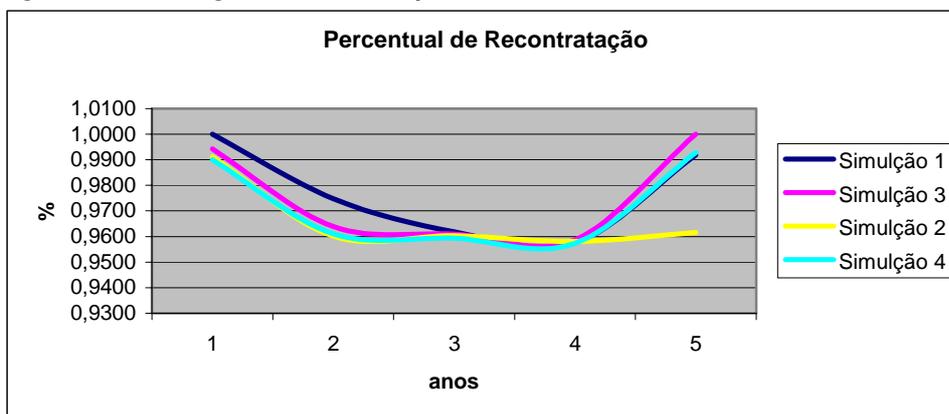
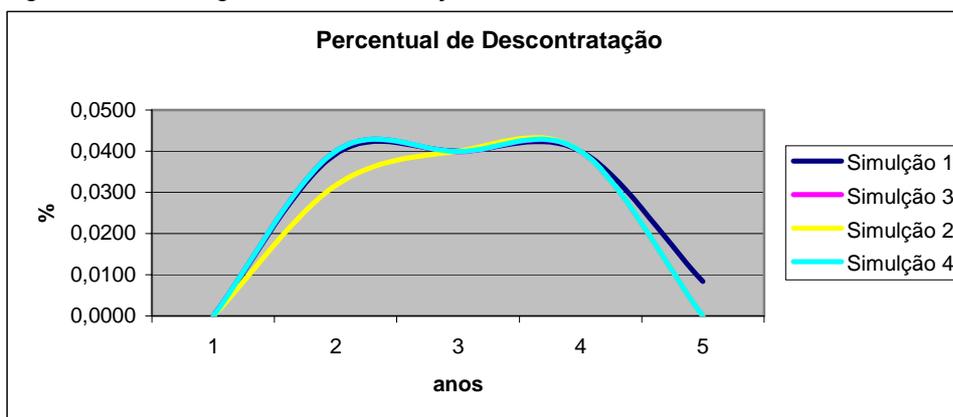


Figura 16: Estratégia de descontração.



3) No cenário com preço PLD alto, a técnica de evolução diferencial resultou em uma redução do custo de 0,14% em relação à técnica de algoritmos genéticos, conforme demonstrado na Tabela 33.

Tabela 33: Estatística do cenário 1.

Cenário 1 - PLD Alto	Custo Total	Var %	Estatística do custo da função objetivo			
			Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão
Simulação 1 AG	1.084.962,30	-0,14%	1.085.068,01	1.168.088,14	1.111.439,58	25.112,88
Simulação 3 ED	1.083.451,88		1.085.391,56	1.161.228,07	1.118.589,85	26.639,98

4) No cenário de preço PLD baixo, a técnica de evolução diferencial resultou em uma redução de custo de 0,13% em relação a técnica de algoritmos genéticos, conforme demonstrado na Tabela 34.

Tabela 34: Estatística do cenário 2.

Cenário 2 - PLD Baixo	Custo Total	Var %	Estatística do custo da função objetivo			
			Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão
Simulação 2 AG	1.292.210,04	-0,13%	1.292.214,19	1.294.200,76	1.293.753,95	424,93
Simulação 4 ED	1.290.468,25		1.290.475,21	1.296.372,70	1.293.974,45	833,22

5) As médias para os 30 experimentos dos dois cenários, estão próximas dos valores mínimos encontrados, indicando a convergência dos resultados.

Os resultados obtidos pelos algoritmos demonstram que a modelagem do problema resulta em uma ferramenta para que os distribuidores possam determinar o montante de energia a ser contratado nos leilões públicos, minimizando os custos de sobre e subcontratação e os custos de penalidades. Possibilita também, a comparação de diversos cenários de preços e de mercado, escolhidos pelos distribuidores, de acordo com as tendências econômicas previstas, indicando a estratégia de contratação e recontração, para cada caso.

Quanto à técnica de otimização utilizada, não foram observadas diferenças significativas com a aplicação dos algoritmos genéticos e da evolução diferencial, nos dois cenários propostos.

## 5 CONCLUSÕES

Com o Decreto 5.163/2004, os distribuidores estão obrigados a comprar, no mínimo, 100% da energia demandada pelos seus consumidores cativos, com antecedência de cinco anos, por intermédio dos leilões públicos promovidos pelo MME. Isto visa garantir o suprimento de energia elétrica no país, evitando o racionamento e ao mesmo tempo estabelecendo uma tarifa módica para os consumidores finais.

A compra da energia respeitando a antecedência exigida pela regulamentação do setor gera um risco financeiro para os distribuidores, decorrente da possibilidade de erro na previsão do mercado demandado.

Para mitigar este risco, foram criados mecanismos que permitem a contratação e a descontração de energia, nos anos futuros da previsão. Entretanto, estes mecanismos possuem limites e especificidades que tornam o problema da determinação dos montantes a serem contratados um problema de otimização não linear, com múltiplos objetivos.

Algumas das regras estabelecidas na regulamentação do Novo Modelo do setor elétrico foram implementadas pelas concessionárias somente recentemente. Por esta razão, os estudos desenvolvidos até então vinham utilizando algumas simplificações em suas formulações, como por exemplo, na modelagem do MCSD.

Neste trabalho foi definida uma estratégia para a determinação dos montantes de energia elétrica a serem contratados nos leilões A-5, A-3, A-1 (MR), Ajuste e MCSD, onde são estabelecidos os percentuais de recontração e descontração da energia, considerando-se o horizonte de previsão de cinco anos. Foram contempladas as regras e restrições impostas pela regulação do setor elétrico para a contratação de energia, e definida uma metodologia de cálculo das penalidades de sobre e subcontração, levando-se em consideração uma previsão de demanda otimista e outra pessimista, do mercado. Nesta estratégia, a demanda real deve estar contida entre as duas previsões.

Para a solução do problema, foram empregados dois algoritmos evolucionários, o algoritmo genético e a evolução diferencial. Obteve-se com isto, uma ferramenta de auxílio na tomada de decisão na compra de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição.

Dois cenários de preços PLD são usados para ilustrar o uso desta ferramenta. No cenário 1, onde o preço PLD é mais alto, a estratégia de sobrecontratação de energia é dominante, permitindo aos distribuidores auferirem lucro. Entretanto, no cenário 2, onde o preço PLD é mais baixo, o montante total contratado pelos mecanismos é menor, resultando em um custo de contratação também menor.

Não foram observadas diferenças significativas nos resultados da aplicação dos dois algoritmos. No cenário 1, a evolução diferencial foi 0,14% melhor do que a técnica de algoritmos genéticos em termos do melhor valor da função objetivo. No cenário 2, esta diferença foi de 0,13%. Em ambos os cenários, e com os dois algoritmos, a média estatística do melhor valor da função objetivo para 30 simulações se manteve próxima do melhor resultado, indicando a convergência dos resultados.

Uma potencialidade desta ferramenta é a possibilidade de comparação de diversos cenários de preços, mercado e limites das variáveis de interesse. A escolha destes cenários é uma prerrogativa dos distribuidores, conforme as tendências das variáveis ambientais, tanto econômicas quanto técnicas.

Os trabalhos futuros poderão aplicar ou mesmo comparar outras técnicas para a minimização da função objetivo, buscando melhorar o resultado ou melhorar o desempenho computacional.

Outras pesquisas poderão ser direcionadas para o campo de previsões de demanda de mercado, de tal forma que as previsões otimista e pessimista sejam calculadas com um fator de confiabilidade associado. Assim, estes fatores de confiabilidade poderiam ser incluídos na função objetivo, definindo a cada ano os pesos das penalidades de sobre e subcontratação.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] ZANFELICE, F. R. *Modelagem para a Otimização do Planejamento Energético de Empresas Distribuidoras de Energia sob o enfoque do Novo Modelo do Setor Elétrico* – XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, 2004.
- [2] BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília DF, 16 mar. 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm)> acesso em 10/03/2008.
- [3] BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília DF, 30 jul. 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)> acesso em 10/03/2008.
- [4] MME - Ministério das Minas e Energia - *Modelo institucional do setor elétrico*, Brasília, dezembro de 2003.
- [5] MME - Ministério das Minas e Energia - *O novo modelo do setor elétrico*, cartilha para os agentes, Brasília, dezembro de 2003.
- [6] AZEVEDO, E. M. *Modelo Computacional de Teoria dos Jogos Aplicado aos Leilões Brasileiros de Energia Elétrica*. 2004. 153 f. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.
- [7] RIBEIRO, A. M.; NETO, L. B.; COELHO, P. H. G.; CHIGANER, L.; MEZA, L. A.; COUTINHO, L. H. S. A. *Sistema de Apoio à Decisão para Determinação do Preço da Energia, usando-se Lógica Nebulosa*. ENGEVISTA, v. 6, n. 2, p. 4-14, Agosto, 2004.
- [8] MANNILLA, T.; KORPINEN, L. *Hedging New Electricity Market Risks in the Concentrated Market-Places in the European Union*. Proceedings of the International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, City University, London, p. 587-591, April, 2000.
- [9] AZEVEDO, F.; VALE, Z. A.; *Decision-Support Tool for the Establishment of Contracts in the Electricity Market*. Proceedings of IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, Italy, 6 pp., Junho, 2003.
- [10] LO, K. L.; WU, Y. K. *Risk Assessment Due to Local Demand Forecast Uncertainty in the Competitive Supply Industry*. IEEE Proc.-Gener. Transmission Distribution, v. 150, n. 5, p. 573-582, Setembro, 2003.
- [11] KLEINDORFER, P. R.; WU, D. J.; FERNANDO, C. S. *Strategic Gaming in Electric Markets*. Proceedings of the 33th Hawaii International Conference on System Sciences, Ilhas Maui, p. 1-10, 2000.

- [12] OUM, Y.; OREN, S.; DENG, S. J. *Volumetric Hedging in Electricity Procurement*. Proceedings of Power Tech Conference 2005, St. Petersburg, Russian, 2005.
- [13] TANLAPCO, E.; LAWARRÉE, J.; LIU, C. *Hedging With Futures Contracts in a Deregulated Electricity Industry*. IEEE Transactions on Power Systems, v. 17, n. 3, p. 577-582, 2002.
- [14] ALCOCK, D.; PANG, C. K. *Risk Management in a Power Pool*. Proceedings of the 5th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, AF'SCOM 2000, Hong Kong, p. 557-560, Outubro, 2000.
- [15] DAHLGREN, R.; LIU, C. C.; LAWARRÉE, J. *Risk Assessment in Energy Trading*. IEEE Transactions on Power Systems, v. 18, n. 2, p. 503-511, 2003.
- [16] CORREIA, T. B.; MUNHOZ, F. C.; AZEVEDO, E. M.; CORREIA, P. B. *Contratos de Opções no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica*. Anais do Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, Águas de São Pedro, 2003.
- [17] CORREIA, P. B.; LANZOTTI, C. R.; SILVA, A. J. *Teoria dos Leilões: Formulações e Aplicações no Setor Elétrico*. Anais do II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Salvador, p. 711-715, 2003.
- [18] CORREIA, T. B.; BAJAV, S. V.; CORREIA, P. B. *Teoria dos Leilões e Planejamento do setor Elétrico Brasileiro*. Anais do IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Itajubá, 2004.
- [19] GUIMARÃES, A. R. *Estratégia de Contratação das Distribuidoras em Leilões de Energia sob Incerteza na Demanda*. 2006. 134 f. Dissertação (Mestrado). Pontifícia Universidade Católica – PUC, Departamento de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, 2006.
- [20] SUSTERAS, G. L. *Aplicação de Algoritmos Genéticos para Previsão do Comportamento das Distribuidoras como Apoio a Estratégia de Comercialização de Energia de Agentes Geradores*. 2006. 101 f. Dissertação (Mestrado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, São Paulo, SP, 2006.
- [21] DIAS, I. V. *Estratégia de gestão de compra de energia elétrica para distribuidoras no Brasil*. 2007. 91 f. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Paraná - UFPR, Departamento de Engenharia Elétrica, Curitiba, PR, 2007.
- [22] POHLHEIM H. *Genetic and Evolutionary Algorithm Toolbox for Use with Matlab GEATbx version 3.7*. Net. Novembro 2005. Disponível em: <<http://www.geatbx.com/>> acesso em 29/02/2008.
- [23] ARANTES M. B.; OLIVEIRA G. T. S.; SARAMAGO S. F. P. *Algoritmos Evolutivos aplicados a solução de problemas de otimização*. Disponível em: <<http://www.horizontecientifico.propp.ufu.br/include/getdoc.php?id=93&article=34&m>>

ode=pdf> acesso em 15/01/2008.

[24] FAUZI S. *Programação Evolutiva e Lógica Fuzzy*. Porto Alegre, RS, UFRGS. Net. 2003 Disponível em:

<<http://www.inf.ufrgs.br/procpar/disc/cmp135/trabs/fauzi/t1/ArquiteturasEspeciais.ppt>  
> acesso em 01/03/2008.

[25] OLIVEIRA, J. T S. *Estudos e Aplicações da Evolução Diferencial*. 2006. 197 f. Dissertação (mestrado). Universidade Federal de Uberlândia, Departamento de Engenharia Mecânica, Uberlândia - MG, 2006.

[26] POZO A.; CAVALHEIRO A. F.; ISHIDA C.; SPINOSA E.; RODRIGUES E. M. *Computação Evolutiva*. Grupo de Pesquisa em Computação Evolutiva. Departamento de Informática, UFPR, 2007.

[27] HAUPT S.; RANDY L. *Practical Genetic Algorithm*. New York: J. Wiley & Sons, 1998.

[28] MAN, K. F.; TANG, K. S; KWONG, S. *Genetic Algorithms: Concepts and Applications*. IEEE Transactions on Industrial Electronics , V. 43, N.5, p. 519-534, 1996.

[29] SRINIVAS, M.; PATNAIK, L. M. *Genetic algorithms: A Survey*. IEEE Computer, V. 27, N. 6, p. 17-26, 1994.

[30] NEUMANN, D. *Síntese de controladores robustos  $H_2/H^\infty$  estáveis via algoritmos evolutivos: uma abordagem LMI*. 2006. 197 f. Dissertação (mestrado). Pontifícia Universidade Católica - PUCPR, Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, Curitiba, 2006.

[31] GOLDBERG, D. E. *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. New York, USA: Addison-Wesley, 1989.

[32] TINGSONG D.; PUSHENG F.; YANJUB S. *A Modified Niche Genetic Algorithm Based on Evolution Gradient and Its Simulation Analysis*. Proceedings of the 3rd International Conference on Natural Computation, Haikou, China, 2007. IEEE Computer Society, v.4, n.24, p. 35-39, 2007.

[33] MAYER D. G.; KINGHORN B. P.; ARCHER A. A. *Differential evolution – an easy and efficient evolutionary algorithm for model optimisation*. Elsevier Agricultural Systems, v. 83, n. 3, p. 315–328, 2005.

[34] STORN R.; PRICE K. *Differential Evolution – A Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces*. Journal of Global Optimization, v 11, n. 4, p. 341-359, 1997.

[35] CHENG, S. L.; HWANG, C. *Optimal Aproximation of Linear Systems by a Differential Evolution Algorithm*. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics – Part A: Systems and humans, v. 31, n. 6 p. 698-707, 2001.

[36] COELHO L. S.; MARIANI V. C. *Evolução Diferencial Híbrida com Programação Quadrática Aplicada ao Problema de Despacho Econômico de Energia Elétrica*. Revista Controle & Automação, V. 17, n. 4, p. 409–423, outubro, novembro, dezembro 2006.

[37] BITTENCOURT, G. *Inteligência Computacional*. Departamento de Automação e Sistemas, Universidade Federal de Santa Catarina.

Disponível em:

<<http://www.das.ufsc.br/gia/softcomp/softcomp.html>> acesso em 24/08/2008.

## APÊNDICE

### DECRETO Nº 5.163, DE 30 DE JULHO DE 2004

Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o disposto nas Leis nºs 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.648, de 27 de maio de 1998, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.604, de 17 de dezembro de 2002, e 10.848, de 15 de março de 2004,

**D E C R E T A :**

#### CAPÍTULO I

#### DAS REGRAS GERAIS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**Art. 1º** A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre, nos termos da legislação, deste Decreto e de atos complementares.

§ 1º A Agência Nacional de Energia Elétrica -Aneel expedirá, para os fins do disposto no caput, em especial, os seguintes atos:

- I - a convenção de comercialização;
- II - as regras de comercialização; e
- III - os procedimentos de comercialização.

§ 2º Para fins de comercialização de energia elétrica, entende-se como:

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

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

III - agente vendedor o titular de concessão, permissão ou autorização do poder concedente para gerar, importar ou comercializar energia elétrica;

IV - agente de distribuição o titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada;

V - agente autoprodutor o titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo;

VI - ano-base "A" o ano de previsão para o início do suprimento da energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição por meio dos leilões de que trata este Decreto;

VII - ano "A - 1" o ano anterior ao ano-base "A" em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica;

VIII - ano "A - 3" o terceiro ano anterior ao ano-base "A" em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica;

IX - ano "A - 5" o quinto ano anterior ao ano-base "A" em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica;

X - consumidor livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; e

"XI - consumidor potencialmente livre é aquele que, a despeito de cumprir as condições previstas no art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995, é atendido de forma regulada." (NR)

(Redação dada pelo Decreto nº 5.249, de 20.10.2004)

*Nota:*

*Parecer CONJUR/MME 295/2004*

§ 3º Dependerá de autorização da Aneel a comercialização, eventual e temporária, pelo agente autoprodutor, de seus excedentes de energia elétrica.

**Art. 2º** Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:

I - os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos, a partir da data de publicação deste Decreto;

II - os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de

contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela Aneel; e

III - os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e agentes vendedores deverão, a partir de 1º de janeiro de 2005, garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na Aneel.

§ 1º O lastro para a venda de que trata o inciso I do caput será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência.

§ 2º A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

**Art. 3º** As obrigações de que tratam os incisos do caput do art. 2º serão aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização.

§ 1º A aferição de que trata o caput será realizada a partir da data de publicação deste Decreto, considerando, no caso da energia, o consumo medido e os montantes contratados nos últimos doze meses.

§ 2º Até 2009, as obrigações de que tratam os incisos II e III do caput do art. 2º serão aferidas apenas no que se refere à energia.

§ 3º As penalidades por descumprimento do previsto nos incisos do caput do art. 2º, sem prejuízo da aplicação das disposições vigentes relativas à matéria, terão o seguinte tratamento:

I - para a obrigação prevista no inciso I daquele artigo, as penalidades serão aplicáveis a partir da data de publicação deste Decreto; e

II - para as obrigações previstas nos incisos II e III daquele artigo, as penalidades serão aplicáveis a partir de janeiro de 2006, observado o disposto no § 2º.

§ 4º As receitas resultantes da aplicação de penalidades serão revertidas à modicidade tarifária no ACR.

**Art. 4º** O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE deverá propor critérios gerais de garantia de suprimento, com vistas a assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.

§ 1º O Ministério de Minas e Energia, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE,

mediante critérios gerais de garantia de suprimento.

§ 2º O Ministério de Minas e Energia poderá, assegurado o atendimento ao mercado do SIN, estabelecer condições específicas do lastro para a venda, ou sua dispensa, em caso de fornecimento temporário e interruptível, inclusive para exportação de energia elétrica.

**Art. 5º** O agente vendedor, em caso do não-cumprimento do prazo de início da operação comercial de unidades geradoras de um empreendimento e não possuindo lastro para a venda suficiente para o cumprimento de suas obrigações, deverá celebrar contratos de compra de energia para garantir os seus contratos de venda originais, sem prejuízo de aplicação das penalidades cabíveis.

**Art. 6º** A Aneel deverá prever as hipóteses e os prazos de indisponibilidade de unidades geradoras, incluindo a importação ou empreendimentos correlatos, estabelecendo os casos nos quais o agente vendedor, não tendo lastro suficiente para cumprimento de suas obrigações, deverá celebrar contratos de compra de energia para atender a seus contratos de venda originais, sem prejuízo de aplicação das penalidades cabíveis.

**Art. 7º** Os contratos de compra de energia para garantir os contratos de venda originais de que tratam os arts. 5º e 6º serão firmados sob a integral responsabilidade do agente vendedor, inclusive quanto aos riscos de diferenças de preços entre submercados.

**Art. 8º** A Aneel deverá estabelecer, até 31 de outubro de 2004, mecanismos para o tratamento específico dos casos previstos nos arts. 5º, 6º e 7º, inclusive quanto à suspensão dos benefícios e dos direitos de repasse aplicáveis à venda da energia gerada ou disponibilizada pelo empreendimento.

§ 1º Eventuais reduções de custos, em especial as decorrentes das contratações para atender aos contratos de venda originais, serão repassados às tarifas dos consumidores finais.

§ 2º Para cumprimento do disposto no § 1º, os custos de aquisição de energia elétrica para atender aos contratos de venda originais deverão ser comparados com os custos variáveis de geração ou disponibilização da energia do empreendimento.

**Art. 9º** As concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração sob controle federal, estadual ou municipal comercializarão energia elétrica no SIN de forma regulada ou livre, obedecendo às regras gerais de comercialização previstas para os respectivos ambientes.

**Art. 10.** Todos os contratos de comercialização de energia elétrica deverão ser informados, registrados, homologados ou aprovados pela Aneel, conforme o caso.

## CAPÍTULO II

### DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA

#### Seção I

##### Disposições Gerais

**Art. 11.** Para atendimento à obrigação prevista no inciso II do art. 2º, cada agente de distribuição do SIN deverá adquirir, por meio de leilões realizados no ACR, energia elétrica proveniente de:

I - empreendimentos de geração existentes; e

II - novos empreendimentos de geração.

§ 1º Entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que até a data de publicação do respectivo edital de leilão:

I - não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização; ou

II - sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

“§ 2º A energia elétrica decorrente de importação e a gerada por meio de fontes alternativas, salvo o disposto no § 4º, serão consideradas como provenientes de empreendimentos de geração novos ou existentes, conforme previsto no § 1º deste artigo.”

(Redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 27.02.2007)

§ 3º Para atendimento à obrigação prevista no inciso II do art. 2º, os agentes de distribuição não se submeterão ao processo de contratação por meio de leilão, nos casos referidos no inciso III do art. 13.

“§ 4º Excepcionalmente, para cumprimento à obrigação de atendimento de cem por cento da demanda dos agentes de distribuição, a Aneel poderá, de acordo com as diretrizes do Ministério de Minas e Energia, promover direta ou indiretamente leilões de compra de energia proveniente de fontes alternativas, independentemente da data de outorga.”  
(NR)

(Parágrafo acrescentado pelo Decreto nº 6.048, de 27.02.2007)

**Art. 12.** O Ministério de Minas e Energia, para a realização dos leilões de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, definirá:

I - o montante total de energia elétrica a ser contratado no ACR, segmentado por região geoeletrica, quando cabível; e

II - a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões.

§ 1º A EPE submeterá ao Ministério de Minas e Energia, para aprovação, a relação de empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, bem como as estimativas de custos correspondentes.

§ 2º Na definição do montante de energia elétrica e da relação de empreendimentos de que tratam os incisos I e II do caput, a EPE submeterá ao Ministério de Minas e Energia estudo que considerará a otimização técnico-econômica do parque hidrotérmico do SIN, bem como do sistema de transmissão associado.

§ 3º No caso de empreendimentos hidrelétricos, a EPE poderá propor ao Ministério de Minas e Energia percentual mínimo de energia elétrica a serem destinadas à contratação no ACR.

§ 4º A EPE habilitará tecnicamente e cadastrará os empreendimentos de geração que poderão participar dos leilões de novos empreendimentos, os quais deverão estar registrados na Aneel.

§ 5º Para atendimento ao disposto neste artigo e cumprimento de suas atribuições legais, a EPE utilizará os dados informados pelos agentes, conforme o disposto nos arts. 17 e 18.

**Art. 13.** No cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica:

I - contratada até 16 de março de 2004;

II - contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajustes, e de novos empreendimentos de geração; e

III - proveniente de:

a) geração distribuída;

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; e

c) Itaipu Binacional.

**Art. 14.** Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a

setenta e cinco por cento, conforme regulação da Aneel, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

**Art. 15.** A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.

§ 1º O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição.

§ 2º Não será incluído no limite de que trata o § 1º deste artigo o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída de que trata o § 2º do art. 70.

§ 3º O contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída deverá prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição.

§ 4º As eventuais reduções de custos de aquisição de energia elétrica referida no § 3º deverão ser consideradas no repasse às tarifas dos consumidores finais com vistas a modicidade tarifária, vedado o repasse de custos adicionais.

§ 5º A Aneel definirá os limites de atraso e de indisponibilidade de que trata o § 3º, considerando a sazonalidade da geração, dentre outros aspectos, a partir dos quais aplicar-se-á o previsto nos arts. 5º, 6º, 7º e 8º.

§ 6º O lastro para a venda da energia elétrica proveniente dos empreendimentos de geração distribuída será definido conforme o estabelecido nos §§ 1º e 2º do art. 2º.

**Art. 16.** Os agentes de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano poderão adquirir energia elétrica:

- I - por meio dos leilões de compra realizados no ACR;
- II - de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15;
  
- III - com tarifa regulada do seu atual agente supridor; ou
- IV - mediante processo de licitação pública por eles promovido.

§ 1º Os agentes de distribuição de que trata o caput, quando adquirirem energia na forma do inciso III, deverão informar o montante de energia a ser contratado em até quinze dias antes da data em que o seu atual agente supridor esteja obrigado a declarar a sua necessidade de compra para o leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes

com entrega de energia elétrica prevista para o ano subsequente.

§ 2º Os agentes de distribuição de que trata o caput e que tenham contratos de suprimento celebrados sem cláusula de tempo determinado só poderão adquirir energia elétrica nas formas referidas nos incisos I, II e IV do caput a partir do ano subsequente ao da comunicação formal ao seu agente supridor.

§ 3º A comunicação formal de que trata o § 2º deverá ser realizada no mesmo prazo estabelecido no § 1º e poderá abranger a totalidade ou parcela do mercado do agente de distribuição, desde que garantido seu pleno atendimento por meio de contratos.

§ 4º Os agentes de distribuição que optarem pela contratação de que tratam os incisos I, II ou IV do caput serão agentes da CCEE e deverão formalizar junto ao seu supridor, com antecedência mínima de cinco anos, a decisão de retornar à condição de agente atendido mediante tarifa e condições reguladas.

§ 5º O prazo de que trata o § 4º poderá ser reduzido a critério do agente supridor.

## Seção II

### Das Informações e Declarações de Necessidades de Energia Elétrica

**Art. 17.** A partir de 2005, todos os agentes de distribuição, vendedores, autoprodutores e os consumidores livres deverão informar ao Ministério de Minas e Energia, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subsequentes.

“**Art. 18.** Sem prejuízo da obrigação referida no art. 17, todos os agentes de distribuição, a partir de 1º de janeiro de 2006, em até sessenta dias antes da data prevista para a realização de cada um dos leilões de que trata o art. 19, deverão apresentar declaração ao Ministério de Minas e Energia, definindo os montantes a serem contratados para recebimento da energia elétrica no centro de gravidade de seus submercados e atendimento à totalidade de suas cargas.”

(Redação dada pelo Decreto nº 5.499, de 25.07.2005)

§ 1º Os agentes de distribuição deverão especificar os montantes necessários ao atendimento de seus consumidores potencialmente livres nas declarações relativas aos leilões de que trata o inciso II do § 1º do art. 19.

“§ 2º Os agentes de distribuição, excepcionalmente para os leilões de que tratam os arts. 19 e 25, a serem promovidos no período de 26 de julho a 31 de dezembro de 2005, deverão apresentar declaração ao Ministério de Minas e Energia, conforme prazos e condições estabelecidos em Portaria do Ministro de Estado de Minas e Energia, definindo os montantes de energia elétrica a serem contratados em cada ano do período de 2006 até 2010, e especificando, inclusive, as parcelas relativas aos consumidores potencialmente livres.”  
(NR)

(Redação dada pelo Decreto nº 5.499, de 25.07.2005)

*Nota:*

*Publicado modelo de declaração definindo os montantes de energia elétrica a serem contratados e potência associada, no anexo da Portaria MME nº 219, de 24.09.2004.*

### Seção III

#### Dos Leilões para Compra de Energia Elétrica

**Art. 19.** A Aneel promoverá, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, observando as diretrizes fixadas pelo Ministério de Minas e Energia, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia a serem licitados, prevista no art. 28.

“§ 1º Os leilões para compra de energia elétrica de que trata o caput serão promovidos, observado o disposto nos arts. 60 a 64:”

(Redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 27.02.2007)

“I - nos anos "A 5" e "A 3", para energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração;”

(Redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 27.02.2007)

“II - no ano "A - 1", para energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente; e”

(Redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 27.02.2007)

“III - entre os anos "A-1" e "A-5", para energia elétrica proveniente dos leilões de compra exclusiva de fontes alternativas.”

(Redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 27.02.2007)

§ 2º O Ministério de Minas e Energia deverá definir o preço máximo de aquisição nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes.

§ 3º A partir de 2009, o preço máximo referido no § 2º não poderá superar o valor médio resultante dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano “A - 5”, cujo início do suprimento coincida com o ano do leilão de que trata o inciso II do § 1º .

“§ 4º Até 31 de dezembro de 2005, excepcionalmente, os leilões de energia proveniente de novos empreendimentos de que trata o art. 17 da Lei nº 10.848, de 2004, poderão prever início da entrega da energia em até cinco anos após o processo licitatório.”  
(NR)

(Parágrafo acrescentado pelo Decreto nº 5.499, de 25.07.2005)

**Art. 20.** Os editais dos leilões previstos no art. 19 serão elaborados pela Aneel, observadas as normas gerais de licitações e de concessões e as diretrizes do Ministério de Minas e Energia, e conterão, no

que couber, o seguinte:

I - objeto, metas, prazos e minutas dos contratos de concessão;

II - objeto, prazos e minutas dos contratos de compra e venda de energia elétrica, incluindo a modalidade contratual adotada e a indicação das garantias financeiras a serem prestadas pelos agentes de distribuição;

III - percentual mínimo de energia hidrelétrica a ser destinada ao mercado regulado;

IV - prazos, locais e horários em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e projetos necessários à elaboração dos orçamentos e apresentação das propostas, entre os quais:

a) os estudos de viabilidade técnica;

b) os Estudos de Impacto Ambiental - EIA e os Relatórios de Impacto Ambientais - RIMA; e

c) as licenças ambientais prévias;

V - critérios para a aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica e fiscal dos licitantes;

VI - diretrizes relativas à sistemática dos leilões;

VII - indicadores, fórmulas e parâmetros a serem utilizados no julgamento das propostas, observado o critério de menor tarifa;

VIII - prazos, locais, horários e formas para recebimento das propostas, julgamento da licitação e assinatura dos contratos;

IX - valor anual do pagamento pelo Uso do Bem Público -UBP, a ser definido pelo poder concedente;

X - valor do custo marginal de referência, calculado pela EPE e aprovado pelo

Ministério de Minas e Energia;

XI - critérios de reajuste ou revisão de tarifas, ouvido o Ministério da Fazenda;

XII - expressa indicação do responsável pelo ônus das desapropriações necessárias à execução do serviço ou da obra pública, ou para a instituição de servidão administrativa;

XIII - condições de liderança do responsável, quando permitida a participação de consórcios; e

XIV - nos casos de concessão de serviços públicos ou de uso de bem público, precedidos ou não da execução de obra pública, serão estabelecidas as garantias exigidas para essa parte específica do contrato, adequadas a cada caso e limitadas ao valor da obra.

**Art. 21.** Para os aproveitamentos hidrelétricos em que eventual parcela da energia assegurada possa ser comercializada no ACL ou utilizada para consumo próprio, o edital de leilão de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos deverá prever que parte da receita será destinada a favorecer a modicidade tarifária, conforme a fórmula abaixo:

$$V = a . x . EA . (P_{\text{marginal}} - P_{\text{ofertada}})$$

onde:

V é o valor a ser auferido para favorecer a modicidade tarifária;

x é a fração da energia assegurada da usina destinada ao consumo próprio e à venda no ACL;

EA é a energia assegurada da usina em MWh/ano;

$P_{\text{marginal}}$  é o menor valor entre o custo marginal de referência previsto no edital e o custo marginal resultante do leilão;

$P_{\text{ofertada}}$  é o valor ofertado para a energia destinada ao ACR;

e  $a$  é um fator de atenuação variável, estabelecido em função dos preços ou quantidades da energia destinada ao consumo próprio, ao ACR e à venda no ACL, cuja forma de cálculo será definida no edital.

§ 1º O valor obtido por meio da aplicação da fórmula estabelecida no caput será deduzido do montante a ser pago pelos agentes de distribuição ao agente vendedor, de forma proporcional à quantidade de energia objeto de cada Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR.

§ 2º O custo marginal de referência, expresso em Reais por MWh, será estabelecido como sendo o valor da maior estimativa de custo de geração dos empreendimentos a serem licitados, considerados necessários e suficientes para o atendimento da demanda conjunta do ACR e

ACL.

**Art. 22.** Até 31 de dezembro de 2007, excepcionalmente, nos leilões para contratação de energia previstos no inciso I do § 1º do art. 19, poderá ser ofertada a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou de projetos de ampliação, que atendam cumulativamente aos seguintes requisitos:

I - que tenham obtido outorga de concessão ou autorização até 16 de março de 2004; II - que tenham iniciado a operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000; e

III - cuja energia não tenha sido contratada até 16 de março de 2004.

§ 1º Poderá ser ofertada nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, nos termos do inciso III do caput, a parcela de energia que não esteja contratada para atendimento a consumidores finais, por meio de agente de distribuição ou agente vendedor.

§ 2º Os agentes vendedores interessados em participar dos leilões de venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de que trata este artigo deverão requerer habilitação junto à Aneel, nos termos e condições previstos em portaria do Ministério de Minas e Energia, que disciplinará, dentre outros, o prazo para divulgação dos resultados da habilitação.

§ 3º A Aneel publicará no Diário Oficial da União a relação das empresas, dos empreendimentos e respectivos montantes de energia elétrica habilitados a participar nos leilões referidos no caput, na forma de que trata este artigo.

§ 4º Não se aplica o disposto neste artigo aos empreendimentos de importação de energia elétrica.

**Art. 23.** Nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, no caso de participação de empreendimentos que já possuam concessões resultantes de licitação em que tenha sido observado critério do máximo pagamento pelo UBP, a oferta de energia terá o seguinte tratamento:

I - concorrerá nas mesmas condições das ofertas dos demais participantes do certame, inclusive quanto ao valor de referência do UBP, relativo ao empreendimento licitado, a ser definido pelo poder concedente; e

II - a diferença entre o UBP efetivamente pago, decorrente da licitação original, da qual resultou a concessão ou autorização dos empreendimentos de que trata o caput, e o UBP de referência, previsto no inciso I, deverá ser incorporada à receita do gerador nos CCEAR.

§ 1º O valor de que trata o inciso II do caput, somado ao lance vencedor do empreendimento licitado, não poderá ultrapassar o custo marginal resultante do processo de licitação.

§ 2º O custo marginal resultante do processo de licitação corresponderá ao maior valor da energia elétrica, expresso em Reais por MWh, dentre as propostas vencedoras do certame.

**Art. 24.** A partir de 2009, nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, cada agente de distribuição poderá contratar energia elétrica correspondente ao seu montante de reposição.

“§ 1º Para os fins deste Decreto, entende-se por montante de reposição a quantidade de energia elétrica objeto de contratos que forem extintos, ou tiverem previsão de redução da quantidade contratada, no ano dos leilões de que trata o caput, subtraídas as reduções referidas no art. 29.”

(Redação dada pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

§ 2º O agente de distribuição poderá, havendo disponibilidade no SIN, contratar até cinco por cento acima do montante de reposição referido no caput.

§ 3º No caso do montante de energia ofertado nos leilões de que trata o caput ser inferior à necessidade declarada pelos agentes de distribuição para o respectivo leilão, será priorizada a contratação de até cem por cento do montante de reposição de que trata este artigo.

§ 4º Atendida a prioridade de que trata o § 3º, o excedente de energia será rateado proporcionalmente entre os agentes de distribuição de acordo com a necessidade declarada na forma do art.

18.

**Art. 25.** Excepcionalmente em 2004 e 2005, a Aneel poderá promover, direta ou indiretamente, leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, aos quais não se aplicará o disposto no art. 41, observado o seguinte:

(Redação dada pelo Decreto nº 5.271, de 16.11.2004)

I - o prazo mínimo de vigência será de oito anos para o início do suprimento a partir de 2005, 2006 e 2007; e

II - o prazo mínimo de vigência será de cinco anos para o início do suprimento a partir de 2008 e 2009.

**Art. 26.** A Aneel promoverá, direta ou indiretamente, leilões específicos para contratações de ajuste pelos agentes de distribuição, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

§ 1º O montante total de energia contratado em leilões de ajuste não poderá exceder a um por cento da carga total contratada de cada agente de distribuição.

§ 2º Poderão participar dos processos licitatórios tratados neste artigo, como vendedores, somente os concessionários, permissionários e autorizados de geração, inclusive sob controle federal, estadual e municipal, e os autorizados de comercialização e importação.

#### Seção IV

## Dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

**Art. 27.** Os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

§ 1º O CCEAR deverá prever os seguintes prazos de duração:

I - no mínimo quinze e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia proveniente de novos empreendimentos; e

II - no mínimo cinco e no máximo quinze anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão para compra de energia de empreendimentos existentes.

“III - no mínimo dez e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia proveniente de fontes alternativas.”

(inciso acrescentado pelo Decreto nº 6.048, de 27.02.2007)

§ 2º (Revogado pelo Decreto nº 5.271, de 16.11.2004)

§ 3º O CCEAR deverá conter cláusula arbitral, nos termos do § 5º do art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, conforme o disposto na convenção de comercialização.

§ 4º Não se aplica o disposto no caput e no § 1º à contratação, pelos agentes de distribuição, por meio de leilões de ajuste.

“§ 5º Para o leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes promovido em 2005, para entrega de energia a partir de janeiro de 2006, o prazo de duração do CCEAR poderá ser de três anos.”(NR)

(Parágrafo acrescentado pelo Decreto nº 5.499, de 25.07.2005)

**Art. 28.** O CCEAR poderá ter as seguintes modalidades:

I - quantidade de energia elétrica; ou

II - disponibilidade de energia elétrica.

§ 1º Deverá estar previsto no CCEAR, na modalidade por quantidade de energia elétrica que:

I - o ponto de entrega será no centro de gravidade do sub-mercado onde esteja localizado o empreendimento de geração; e

II - os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes vendedores.

§ 2º As regras de comercialização deverão prever mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros eventualmente impostos aos agentes de distribuição que

celebrarem contratos na modalidade referida no inciso I do caput, decorrentes de diferenças de preços entre submercados.

§ 3º Na falta de cobertura integral dos dispêndios decorrentes dos riscos financeiros referidos no § 2º, fica assegurado o repasse das sobras aos consumidores finais dos agentes de distribuição, conforme mecanismo a ser estabelecido pela Aneel.

§ 4º No CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final, conforme mecanismo a ser estabelecido pela Aneel.

**Art. 29.** Os CCEAR decorrentes dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes deverão prever a possibilidade de redução dos montantes contratados, a critério exclusivo do agente de distribuição, em razão:

I - do exercício pelos consumidores potencialmente livres da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor;

II - de outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e

III - de acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004, observado o disposto no art. 21 da Lei nº 10.848, de 2004.

§ 1º O exercício da opção de redução contratual de que trata este artigo terá caráter permanente.

§ 2º As reduções dos montantes contratados previstas no inciso I do caput:

I - deverão ser precedidas da utilização de mecanismo de compensação de sobras e déficits a ser estabelecido na convenção de comercialização, hipótese na qual somente poderão ser reduzidas as quantidades de energia remanescentes;

II - serão rateadas proporcionalmente entre todos os CCEAR do agente de distribuição referidos no caput, conforme procedimentos de comercialização específicos;

III - terão eficácia a partir do mês da efetiva aquisição de energia de outro fornecedor pelos consumidores potencialmente livres que não tenham firmado novos contratos ou prorrogado os contratos existentes, observado o disposto nos arts. 49 e 72; e

IV - terão eficácia a partir do ano seguinte ao da declaração do agente de distribuição fornecedor, relativamente aos consumidores potencialmente livres que tenham firmado novos contratos ou prorrogado os contratos existentes, observado o disposto nos arts. 49 e 72.

§ 3º As reduções anuais dos montantes contratados previstas no inciso II do caput:

I - terão eficácia a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à compra do agente de distribuição; e

II - obedecerão ao mesmo percentual para todos os CCEAR aos quais sejam aplicáveis.

“§ 4º As reduções dos montantes contratados de que tratam os incisos II e III do caput deverão constar da declaração anual dos agentes de distribuição prevista no art. 18 para os leilões “A-1”, referidos no inciso II do § 1º do art. 19.” (NR)

(Redação dada pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

**Art. 30.** Até 31 de dezembro de 2009, deverá ser considerado no inciso I do art. 29 os montantes de redução dos contratos firmados entre os agentes de distribuição e os consumidores potencialmente livres que optarem por produzir energia elétrica para seu consumo próprio, sob o regime de autoprodução.

**Art. 31.** A partir de 1º de janeiro de 2010, será facultada aos consumidores que pretendam utilizar em suas unidades industriais energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de conexão e de uso dos sistemas elétricos, mediante notificação ao agente de distribuição ou agente vendedor, aplicando-se o disposto no art. 49.

§ 1º As reduções ou substituições de que trata o caput somente terão eficácia e produzirão seus efeitos se notificado o agente supridor com três anos de antecedência, exceto se acordado de maneira diversa pelas partes.

§ 2º As reduções de que trata este artigo não ensejarão reduções nos CCEAR dos agentes de distribuição.

**Art. 32.** As contratações decorrentes dos leilões de ajustes previstas no art. 26 deverão ser formalizadas diretamente entre as partes envolvidas, para entrega da energia no submercado do agente de distribuição, mediante contratos bilaterais, devidamente registrados na Aneel e na CCEE.

Parágrafo único. Os contratos decorrentes do leilão de ajustes deverão prever o início de entrega da energia elétrica no prazo máximo de quatro meses, a contar da realização do leilão, considerando como termo inicial o dia 1º de cada mês, e conter cláusulas referentes à constituição de garantias.

**Art. 33.** As contratações tratadas nesta Seção vigorarão pelos prazos previstos nos respectivos contratos, independentemente do prazo final da concessão do agente de distribuição.

## Seção V

### Do Repasse às Tarifas dos Consumidores Finais

**Art. 34.** Para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de

aquisição de energia elétrica previstos neste Decreto, a Aneel deverá calcular um Valor Anual de Referência - VR, mediante aplicação da seguinte fórmula:

$$VR = \frac{[VL5 \cdot Q5 + VL3 \cdot Q3]}{[Q5 + Q3]}$$

onde:

VL5 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A - 5”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q5 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano “A - 5”;

VL3 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A - 3”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas; e

Q3 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano “A - 3”.

“Parágrafo único. Para efeito de cálculo do VR, não serão considerados os valores e os montantes de energia proveniente de leilões de fontes alternativas.” (NR)

(Parágrafo único acrescentado pelo Decreto nº 6.048, de 27.02.2007)

“**Art. 35.** Até 31 de dezembro de 2009, a Aneel deverá estabelecer o Valor de Referência - VR conforme as seguintes diretrizes:”

(Redação dada pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

“I - para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para início de entrega naqueles anos; e”

(Redação dada pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

“II - para os anos de 2008 e 2009, o VR será o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos.” (NR)

(Redação dada pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

**Art. 36.** A Aneel autorizará o repasse a partir do ano-base “A” dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os arts. 15, 27 e 32 deste Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, conforme os seguintes critérios:

I - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano “A - 5”, observado o disposto no art. 40:

a) repasse do VR durante os três primeiros anos de suprimento da energia elétrica adquirida; e

b) repasse integral do valor de aquisição da energia elétrica, a partir do quarto ano de sua entrega;

II - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano “A - 3”, observado o disposto no art. 40:

a) repasse do VR durante os três primeiros anos de entrega da energia elétrica adquirida, limitado ao montante correspondente a dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano “A - 5”;

b) repasse integral do valor de aquisição da energia elétrica a partir do quarto ano de sua entrega, limitado ao montante correspondente a dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano “A - 5”; e

c) repasse ao menor valor entre o VL5 e o VL3, definidos no art. 34, da parcela adquirida que exceder os montantes referidos nas alíneas “a” e “b” deste inciso;

III - nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, repasse integral dos respectivos valores de sua aquisição, observado o disposto no art. 41;

IV - nos leilões de ajustes de que trata o art. 26, repasse integral até o limite do VR; e

V - na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída de que trata o art. 15, repasse integral até o limite do VR.

“VI - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de fontes alternativas, repasse integral dos respectivos valores de aquisição.”

(inciso acrescentado pelo Decreto nº 6.048, de 27.02.2007)

§ 1º Deverá ser assegurada a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica constantes dos contratos de que trata o caput, utilizando-se metodologia de cálculo que deverá observar, dentre outras, as seguintes diretrizes:

I - o preço médio ponderado dos contratos de compra de energia elétrica registrados, homologados ou aprovados na Aneel até a data do reajuste em processamento, para entrega nos doze meses subsequentes; e

II - a aplicação deste preço médio ponderado ao mercado de referência, entendido como o mercado dos doze meses anteriores à data do reajuste em processamento.

§ 2º Para cumprimento do disposto no § 1º, a Aneel fica autorizada a celebrar, se for o caso, aditivos aos Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

“§ 3º No caso de os montantes contratados nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos realizados em “A-5” serem inferiores às quantidades declaradas pelos agentes de distribuição, o limite de dois por cento de que tratam as alíneas “a” e “b” do inciso II do caput poderá ser acrescido do percentual relativo à compra frustrada.”

(Parágrafo acrescentado pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

“§ 4º Relativamente à compra frustrada do leilão de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, realizado em 2005, com início de suprimento a partir de janeiro de 2009, aplica-se o disposto no § 3º ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica decorrente do leilão de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos “A-3”, realizado em 2006.”

(Parágrafo acrescentado pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

“§ 5º Entende-se por compra frustrada, para fins deste Decreto, a quantidade de energia elétrica declarada pelo agente de distribuição e não contratada no respectivo leilão.”  
(NR)

(Parágrafo acrescentado pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

**Art. 37.** Ficam mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia elétrica proveniente de contratos celebrados até 16 de março de 2004, da Itaipu Binacional e das usinas contratadas na primeira etapa do PROINFA.

**Art. 38.** No repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a Aneel deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

**Art. 39.** Para os produtos com início de suprimento previsto para os anos de 2008 e 2009, observado o disposto nos §§ 3º e 4º do art. 36, será integral o repasse dos custos de aquisição de energia

elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração decorrentes exclusivamente dos leilões realizados em 2005 e 2006, não se aplicando o previsto nos incisos I e II do caput do art. 36 e no art. 40.” (NR)

(Redação dada pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

**Art. 40.** O repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração será limitado ao Valor de Referência da Energia Existente - VRE, caso a contratação resultante de leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes seja menor que o limite inferior de recontração.

§ 1º Entende-se por limite inferior de recontração o valor positivo resultante da seguinte equação:

LI=MR - 4% MI

onde:

LI é o limite inferior de contratação;

MR é o montante de reposição referido no art. 24; e

MI é o montante inicial de energia elétrica dos CCEAR considerado para a apuração do MR.

§ 2º O VRE será calculado mediante a aplicação da seguinte fórmula:

$$VRE = \frac{VR \cdot VLE}{VL5}$$

onde:

VLE é o valor médio ponderado, em Reais por MWh, de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes nos leilões realizados no ano “A - 1”;

VR conforme definido no art. 34; e

VL5 conforme definido no art. 34.

§ 3º Nos três primeiros anos de suprimento, o mecanismo de repasse de que trata este artigo deverá ser aplicado à parcela de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos adquirida nos leilões realizados no ano “A - 3”, equivalente à diferença entre o limite inferior de recontração e a quantidade efetivamente contratada.

§ 4º Para efeito do disposto no § 3º, nos casos em que a quantidade de energia adquirida nos leilões realizados no ano “A - 3” for insuficiente para aplicação do mecanismo de repasse, será considerada quantidade de energia elétrica adquirida no ano “A - 5”.

§ 5º O disposto neste artigo não se aplica nos casos em que o limite inferior de recontração não tenha sido atingido por insuficiência de oferta nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, realizados no ano “A - 1”, ao preço máximo definido no § 2º do art. 19.

**“Art. 41.** Para fins de repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, realizados nos anos de 2006 a 2008, para entrega no ano subsequente ao do leilão, a Aneel deverá observar o seguinte:”

(Redação dada pelo Decreto nº 5.499, de 25.07.2005)

I - repasse integral dos valores de aquisição de até um por cento da carga verificada no ano anterior ao da declaração de necessidade do agente de distribuição

comprador, observado o disposto no § 2º do art. 19;

“II - repasse limitado a setenta por cento do valor médio do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para entrega a partir de 2007 e até 2009, referente à parcela que exceder o um por cento referido no inciso I.”

(Redação dada pelo Decreto nº 5.499, de 25.07.2005)

“§ 1º Exclusivamente para a energia adquirida no leilão "A-1" a ser promovido em 2008, o percentual referido no inciso I será acrescido da quantidade de energia contratada no leilão "A-1" promovido em 2005, com prazo de duração de três anos.” (NR)

(Renumerado pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

(Anteriormente Parágrafo único acrescentado pelo Decreto nº 5.499, de 25.07.2005)

“§ 2º O repasse integral previsto no inciso I do caput aplica-se também à compra frustrada, entendida conforme o disposto no § 5º do art. 36, decorrente dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados nos anos de 2005 e 2006 e que tenham a data de início de entrega da energia, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009”.(NR)

(Parágrafo acrescentado pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

**Art. 42.** Na hipótese de o agente de distribuição não atender a obrigação de contratar a totalidade de sua carga, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo da CCEE será repassada às tarifas dos consumidores finais ao menor valor entre o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD e o VR, sem prejuízo da aplicação do disposto no art. 3º.

Parágrafo único. No caso dos montantes contratados nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes serem inferiores às quantidades declaradas para a contratação no ano “A - 1”, o repasse dos custos de aquisição no mercado de curto prazo da CCEE obedecerá o seguinte:

I - será integral, quando observar o limite correspondente ao montante de reposição de que trata o § 1º do art. 24, hipótese em que não será aplicado o disposto no art. 3º ;e

II - corresponderá ao menor valor entre o PLD e o VR, sem prejuízo da aplicação do disposto no art. 3º, na parcela que exceder ao montante de reposição.

**Art. 43.** Caberá aos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, em ato conjunto, incluírem nos mecanismos de compensação de que trata a Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, as variações resultantes dos custos de aquisição de energia elétrica não consideradas no reajuste tarifário promovido no ano anterior.

§ 1º As variações de que trata o caput serão calculadas em função das modificações de preços, incluídas as decorrentes dos §§ 3º e 4º do art. 28, expressos em Reais por MWh, efetivamente praticados na aquisição de energia elétrica.

§ 2º A aplicação do disposto neste artigo fica condicionada à celebração do aditivo contratual de que trata o § 2º do art. 36.

“**Art. 44.** A partir de 1º de janeiro de 2006, no reajuste ou revisão tarifária, a Aneel deverá contemplar a previsão para os doze meses subsequentes dos custos com os encargos de que trata o art. 59 e com os custos variáveis relativos aos CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica”.

(Redação dada pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

Parágrafo único. O Operador Nacional do Sistema Elétrico –NOS informará até o dia 31 de outubro de cada ano e a Aneel aprovará a estimativa dos custos relativos ao encargo de que trata o caput.

**Art. 45.** O repasse aos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica dos agentes de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, quando esta for adquirida mediante processo de licitação por eles promovidos, será limitado ao custo de aquisição da energia proveniente de seu supridor local, com tarifas reguladas pela Aneel.

“**Art. 46.** Para efeito do repasse de que trata esta Seção, será aplicado o VR vigente no ano de início da entrega da energia contratada, cabendo à Aneel garantir a manutenção do valor econômico do VR, mediante aplicação do índice de correção monetária previsto nos CCEAR, tendo janeiro como mês de referência.” (NR)

(Redação dada pelo Decreto nº 5.911 de 27.09.2006)

### CAPÍTULO III

#### DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DA CONTRATAÇÃO LIVRE

**Art. 47.** A contratação no ACL dar-se-á mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

Parágrafo único. As relações comerciais entre os agentes no ACL serão livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, onde estarão estabelecidos, entre outros, prazos e volumes.

**Art. 48.** Os consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia na forma prevista no § 5º do art. 26 da Lei n º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, serão incluídos no ACL.

**Art. 49.** Os consumidores potencialmente livres que tenham contratos com prazo indeterminado só poderão adquirir energia elétrica de outro fornecedor com previsão de entrega a partir do ano subsequente ao da declaração formal desta opção ao seu agente de distribuição.

§ 1º O prazo para a declaração formal a que se refere o caput será de até quinze dias antes da data em que o agente de distribuição está obrigado, nos termos do art. 18, a declarar a sua necessidade de compra de energia elétrica com entrega no ano subsequente, exceto se o contrato de fornecimento celebrado entre o consumidor potencialmente livre e o agente de distribuição dispuser expressamente em contrário.

§ 2º A opção do consumidor potencialmente livre poderá abranger a compra de toda a carga de sua unidade consumidora, ou de parte dela, garantido seu pleno atendimento por meio de contratos, cabendo à Aneel acompanhar as práticas de mercado desses agentes.

§ 3º O prazo definido no caput poderá ser reduzido a critério do respectivo agente de distribuição.

**Art. 50.** Os consumidores livres e aqueles referidos no art. 48 deverão ser agentes da CCEE, podendo ser representados, para efeito de contabilização e liquidação, por outros agentes dessa Câmara.

**Art. 51** Os consumidores livres e aqueles referidos no art. 48 estarão sujeitos ao pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores, salvo expressa previsão legal ou regulamentar em contrário.

Parágrafo único. Para dar cumprimento ao disposto no caput, a Aneel poderá determinar que os encargos, taxas e contribuições setoriais sejam pagos no momento da

liquidação das transações no mercado de curto prazo da CCEE.

**Art. 52.** Os consumidores livres deverão formalizar junto ao agente de distribuição local, com antecedência mínima de cinco anos, a decisão de retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa e condições reguladas.

Parágrafo único. O prazo definido no caput poderá ser reduzido a critério do respectivo agente de distribuição.

**Art. 53.** A emissão das manifestações formais de que tratam os arts. 49 e 52 implicará a assunção da responsabilidade pelo ressarcimento de eventuais prejuízos causados pelo seu descumprimento.

**Art. 54.** No ACL, a comercialização de energia elétrica pelos agentes vendedores sob controle federal, estadual e municipal poderá ser realizada das seguintes formas:

I - leilões exclusivos para consumidores finais ou por estes promovidos;

II - oferta pública para atendimento à expansão da demanda de consumidores existentes ou a novos consumidores;

III - leilões, chamadas ou ofertas públicas junto a agentes vendedores e exportadores; e

IV - aditamentos de contratos de fornecimento de energia elétrica, em vigor no dia 26 de agosto de 2002, firmados entre os agentes vendedores de que trata o caput e seus consumidores finais, com vigência até 31 de dezembro de 2010.

§ 1º A comercialização de que tratam os incisos I, II e III do caput deste artigo deverá observar critérios de transparência, publicidade e garantia de acesso a todos os interessados.

§ 2º Os aditamentos previstos no inciso IV do caput somente poderão ser celebrados após a segmentação e a imediata substituição dos atuais contratos de fornecimento de energia por contratos equivalentes de conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e de compra de energia elétrica, observado o seguinte:

I - o contrato de compra e venda de energia elétrica deverá ser celebrado com o respectivo agente vendedor;

II - o contrato de uso do sistema de transmissão deverá ser celebrado com o ONS, e o de conexão com a concessionária de transmissão no ponto de acesso, na hipótese de as instalações do consumidor estarem conectadas à rede básica; e

III - os contratos de uso e de conexão deverão ser celebrados com agente de distribuição, na hipótese de as instalações do consumidor estarem conectadas à rede de distribuição desse agente.

§ 3º A tarifa aplicada nos contratos de compra e venda de energia elétrica mencionados no 2º deverá ser calculada com base nas tarifas de fornecimento vigentes, deduzidas as tarifas de uso das instalações de transmissão ou de distribuição e as tarifas de conexão, fixadas pela Aneel.

§ 4º Os reajustes da tarifa da energia elétrica dar-se-ão conforme a variação anual do Índice Geral de Preços do Mercado -IGP-M, ou em outros termos anteriormente pactuados pelas partes no respectivo contrato de fornecimento.

**Art. 55.** A oferta pública de que trata o inciso II do caput do art. 54 deverá ser realizada para atendimento da carga:

I - correspondente à expansão de consumidores existentes que tenham carga igual ou superior a 50 MW; ou

II - de novos consumidores que tenham carga igual ou superior a 50 MW.

Parágrafo único. A contratação ou opção de contratação decorrente da oferta pública de que trata o caput deverá ocorrer até 15 de setembro de 2005 e terá prazo máximo de dez anos, prorrogável uma única vez, por igual período.

## CAPÍTULO IV

### DA CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS NO MERCADO DE CURTO PRAZO

**Art. 56.** Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pelos agentes, seja no ACR ou no ACL, deverão ser registrados na CCEE, segundo as condições e prazos previstos em procedimento de comercialização específico, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela Aneel, nos casos aplicáveis.

Parágrafo único. A CCEE poderá exigir a comprovação da existência e validade dos contratos de que trata o caput.

**Art. 57.** A contabilização e a liquidação mensal no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

II - as necessidades de energia elétrica dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;

IV - o custo do déficit de energia elétrica;

V - as restrições de transmissão entre submercados;

VI - as interligações internacionais; e

VII - os intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica.

§ 2º O valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela Aneel, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado.

§ 3º O valor mínimo do PLD, a ser estabelecido pela Aneel, será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties .

§ 4º O critério determinante para a definição dos submercados será a presença e

duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN.

§ 5º O cálculo do PLD em cada submercado levará em conta o ajuste de todas as quantidades de energia pela aplicação do fator de perdas de transmissão, relativamente a um ponto comum de referência, definido para cada submercado.

§ 6º A liquidação no mercado de curto prazo far-se-á no máximo em base mensal.

**Art. 58.** O processo de contabilização e liquidação de energia elétrica, realizado segundo as regras e os procedimentos de comercialização da CCEE, identificará as quantidades comercializadas no mercado e as liquidadas ao PLD.

**Art. 59.** As regras e procedimentos de comercialização da CCEE poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, dentre outros:

I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;

II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;

III - a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e

IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

## CAPÍTULO V

### DAS OUTORGAS DE CONCESSÕES

**Art. 60.** Atendidas as disposições legais, aos vencedores das licitações que oferecerem energia proveniente de novos empreendimentos de geração, conforme definido em edital, serão outorgadas:

I - concessões, sempre a título oneroso, para geração de energia elétrica sob regime:

a) de serviço público; ou

b) de uso de bem público, no caso de autoprodução ou produção independente; ou

II - autorizações.

Parágrafo único. Em se tratando de importação de energia elétrica, as autorizações deverão incluir, quando necessário, a implantação dos sistemas de transmissão associados e prever o livre acesso a esses sistemas, nos limites da sua disponibilidade técnica, mediante pagamento de encargo, a ser aprovado pela Aneel.

**Art. 61.** O Ministério de Minas e Energia autorizará a implantação de novos empreendimentos de geração termelétrica somente quando comprovada a disponibilidade dos combustíveis necessários à sua operação.

Parágrafo único. A autorização de que trata o caput poderá ser condicionada à possibilidade do empreendimento de geração termelétrica operar utilizando combustível substituto.

**Art. 62.** O Ministério de Minas e Energia deverá celebrar, na outorga de concessões, os respectivos contratos de concessão de geração de serviço público ou de uso de bem público com os vencedores dos leilões, observado o disposto nos arts. 19 a 21.

**Art. 63.** A outorga de autorização será feita pelo Ministério de Minas e Energia.

**Art. 64.** No período de até doze meses anterior ao término da concessão de empreendimento existente de geração hidrelétrica, a Aneel, observado o disposto no art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995, realizará licitação para outorga de nova concessão e celebração de novo contrato de concessão e respectivos CCEAR.

## CAPÍTULO VI

### DAS DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

**Art. 65.** O Ministério de Minas e Energia assumirá as competências e executará as atribuições da EPE até sua efetiva criação e funcionamento.

**Art. 66.** O Ministério de Minas e Energia estabelecerá metodologia para utilização de sinal locacional no cálculo das tarifas de uso dos sistemas de transmissão, visando a sua estabilidade, e no cálculo dos fatores de perdas aplicáveis à geração e ao consumo de energia elétrica.

**Art. 67.** A EPE deverá submeter, para aprovação do Ministério de Minas e Energia, procedimentos específicos de planejamento nacional da expansão de curto, médio e longo prazo do parque de geração e dos sistemas de transmissão de energia elétrica.

**Art. 68.** Enquanto não constituída a CCEE e instituídas a convenção, as regras e os procedimentos de comercialização, permanecerão válidas todas as normas e atos expedidos pela Aneel e aplicáveis às operações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE relativos à comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto, inclusive no que diz respeito à manutenção dos direitos e obrigações decorrentes das relações mantidas entre o MAE e seus agentes.

**Art. 69.** As concessionárias de geração de serviço público sob controle privado e os produtores independentes de energia poderão aditar os contratos iniciais ou equivalentes que estavam em vigor em 16 de março de 2004, observados os prazos e condições previstos no Decreto nº 4.767, de 26 de junho de 2003.

**Art. 70.** A Aneel deverá estabelecer os mecanismos de regulação e fiscalização para dar cumprimento a obrigação de separação das atividades de distribuição das de geração e transmissão prevista na Lei nº 9.074, de 1995.

§ 1º As concessionárias obrigadas ao cumprimento do previsto no caput deverão observar, nas suas declarações de necessidade de contratação de energia de que trata o art. 18, a redução gradual de contratação de sua geração própria, conforme estabelecido no art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e respectiva regulação da Aneel.

§ 2º Os agentes, cujos contratos de concessão de distribuição incluam geração distribuída, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 15, poderão registrar e homologar na Aneel e na CCEE contratos de compra e venda de energia elétrica de suas respectivas unidades geradoras, desde que a vigência seja a mesma do contrato de concessão e o preço seja o do último reajuste ou revisão de tarifas do agente de distribuição.

**Art. 71.** Conforme disciplina a ser emitida pela Aneel até outubro de 2005, as concessionárias de serviços públicos de distribuição deverão incorporar a seus patrimônios as

redes particulares de energia elétrica que não dispuserem de ato autorizativo do poder concedente até 31 de dezembro de 2005 ou, mesmo dispondo, desde que exista interesse das partes em que sejam transferidas.

§ 1º Considera-se, para fins do disposto no caput, rede particular a instalação elétrica, em qualquer tensão, utilizada para o fim exclusivo de prover energia elétrica para unidades de consumo de seus proprietários e conectada em sistema de transmissão ou de distribuição de energia elétrica.

§ 2º As concessionárias de serviços públicos de transmissão e de distribuição de energia elétrica deverão cientificar, até 30 de novembro de 2004, os proprietários de redes particulares conectadas a seus respectivos sistemas sobre o disposto no art. 15 da Lei nº 10.848, de 2004, neste artigo e no ato da Aneel que disciplinar a matéria.

§ 3º O proprietário de rede particular já instalada que não dispuser de ato autorizativo do poder concedente poderá requerê-lo até 30 de outubro de 2005, apresentando as informações e documentos que forem exigidos pela Aneel, incluindo a comprovação da titularidade sobre os imóveis em que se situa a rede particular, ou da respectiva autorização de passagem.

§ 4º A Aneel deverá expedir o ato autorizativo de que trata o § 3º até 31 de dezembro de 2005, desde que atendidas as condições requeridas para sua expedição.

§ 5º A partir de 1º de janeiro de 2006, as redes particulares que não dispuserem de ato autorizativo serão incorporadas ao patrimônio das concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme as respectivas áreas de concessão, mediante processo formal a ser disciplinado pela Aneel, observadas as seguintes condições:

I - comprovação pela concessionária do cumprimento do disposto no § 2º ;e

II - avaliação prévia das instalações, para o fim de fixação do valor a ser indenizado ao titular da rede particular a ser incorporada.

§ 6º Os custos decorrentes da incorporação de que trata o § 5º , incluindo a reforma das redes, após aprovação pela Aneel, serão considerados nos processos de revisão tarifária da concessionária incorporadora.

§ 7º Não serão objeto da incorporação de que trata o § 5º deste artigo as redes, em qualquer tensão, de interesse exclusivo de agentes geradores que conectem suas instalações de geração à rede básica, à rede de distribuição, ou a suas instalações de consumo, desde que integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações.

"§ 8º As redes particulares instaladas exclusivamente em imóveis de seus proprietários não serão objeto de ato autorizativo ou de incorporação, salvo, neste último caso, se houver expresso acordo entre as partes." (NR)

(Redação dada pelo Decreto nº 5.597 de 28.11.2005)

**Art. 72.** A partir de outubro de 2004, nas datas dos respectivos reajustes ou revisões tarifárias, o que ocorrer primeiro, os agentes de distribuição e agentes vendedores deverão celebrar, com seus consumidores potencialmente livres, contratos distintos para a conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e para a compra de energia elétrica.

§ 1º Até 30 de setembro de 2004, a Aneel deverá regular o valor da tarifa de energia elétrica referente aos contratos de compra de que trata o caput.

§ 2º Na celebração de novos contratos de compra de energia elétrica e na prorrogação de contratos existentes dos consumidores de que trata o caput, deverão ser incluídas cláusulas de prazos e condições de aquisição de energia elétrica por outro fornecedor, na forma do art. 49.

**Art. 73.** As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica poderão, conforme disciplina a ser estabelecida pela Aneel, condicionar a continuidade do fornecimento aos usuários inadimplentes de mais de uma fatura mensal em um período de doze meses:

I - ao oferecimento de depósito-caução, limitado ao valor inadimplido, não se aplicando o disposto neste inciso ao consumidor integrante da Classe Residencial; ou

II - à comprovação de vínculo entre o titular da unidade consumidora e o imóvel onde ela se encontra, não se aplicando o disposto neste inciso ao consumidor integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda.

§ 1º Em se tratando de inadimplência de consumidor potencialmente livre, o agente de distribuição poderá exigir que o usuário inadimplente, para utilização do serviço de distribuição, apresente contrato de compra de energia firmado com agente vendedor, conforme disciplina a ser estabelecida pela Aneel.

§ 2º Não se aplica o disposto nos incisos I e II do caput aos consumidores que prestam serviços públicos essenciais.

**Art. 74.** Os autoprodutores e produtores independentes não estão sujeitos ao pagamento das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, tanto na produção quanto no consumo, exclusivamente com relação à parcela de energia elétrica destinada a consumo próprio.

**Art. 75.** A Aneel expedirá normas complementares para a execução do disposto neste Decreto.

**Art. 76.** Ficam revogados os §§ 1º e 2º do art. 3º, o art. 7º, o art. 10 e o inciso III do art. 25 do Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996; os §§ 6º, 7º, 8º e 9º do art. 1º e os arts. 5º a 9º do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002.

**Art. 77.** Após a instituição da convenção, das regras e dos procedimentos de comercialização referidos no art. 68, ficam revogados os arts. 13 a 18 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

**Art. 78.** Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 30 de julho de 2004; 183º da Independência e 116º da República.

LUIZ INÁCIO LULA DA SILVA  
Dilma Vana Rousseff

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 30.07.2004, seção 1, p. 1, v. 141, n. 146-A.