



André Resende Guimarães

Estratégia de contratação das distribuidoras em leilões de energia sob incerteza na demanda

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Professor Orientador:

Reinaldo Castro Souza, D. Sc.

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2006

André Resende Guimarães

Estratégia de contratação das distribuidoras em leilões de energia sob incerteza na demanda

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Reinaldo Souza

Professor Orientador
Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dr. Mário Veiga

PSR Consultoria

Prof. Mônica Barros

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dr. Leonardo Lima

NC Energia

Rio de Janeiro, 31 de março de 2006

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

André Resende Guimarães

Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Apoio à Decisão na PUC-RJ em 2003. Participou de intercâmbio internacional durante um ano no Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, França. Foi monitor de cálculo e bolsista de iniciação científica na PUC-Rio e estagiário no setor de macroeconomia do Banco BBM. Participou de estudos e projetos na PSR Consultoria, ligados à previsão de demanda, expansão da oferta e regulação.

Ficha Catalográfica

Guimarães, André Resende

Estratégia de contratação das distribuidoras sob incerteza na demanda em leilões de energia / André Resende Guimarães; orientadores: Reinaldo Souza Castro – Rio de Janeiro, PUC, Departamento de Engenharia Elétrica, 2004.

132 f. : il.; 30 cm

1. Tese (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Otimização Estocástica. 3. Otimização linear. 4. Leilões de energia 5. Árvore de decisão I C. Souza, Reinaldo. IV. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. V Título.

À minha mãe, Wanderlane.
Ao meu pai, Nelson.
Ao meu irmão, Fernando.

Agradecimentos

À minha família, pela compreensão e incentivo durante todos os momentos.

À Luciana, por todo apoio, estímulo, carinho e companhia.

Ao amigo Mário Veiga Ferraz Pereira, pela indispensável orientação em todas as etapas do desenvolvimento.

Ao amigo Luiz Augusto Barroso, pela incansável ajuda durante toda a realização deste trabalho.

Ao professor Reinaldo Castro, pelas excelentes aulas e oportunidade de realização deste trabalho.

A todos os meus amigos, pelo incentivo e ajuda, ainda que indireta, para a realização deste trabalho.

A Capes, FAPERJ e PUC-Rio, pelos auxílios concedidos.

Resumo

Guimarães, André Resende. **Estratégia de contratação das distribuidoras sob incerteza na demanda em leilões de energia**. Rio de Janeiro, 2005, 132 p. Tese de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O objetivo desta dissertação de mestrado é analisar o novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro e seus impactos para as empresas distribuidoras de energia. Para isto, foi desenvolvida uma ferramenta computacional para elaborar estratégias de atuação das distribuidoras nos leilões de compra de energia instituídos pela nova regulamentação. Desta forma, é possível simular o processo de contratação das distribuidoras no âmbito do ACR e, com os resultados, realizar análises do impacto das novas regras na alocação dos riscos as distribuidoras. O problema consiste, em um ambiente de incerteza da demanda e dado um conjunto de instrumentos de risco, determinar a estratégia de contratação das distribuidoras, fornecendo o montante de energia a ser comprado em cada leilão anteriormente descrito e resultado da melhor compra dados os contratos candidatos. A metodologia de solução é otimização estocástica multi-estágio, levando em consideração, principalmente, os diversos horizontes de contratação e preços da energia, visando minimizar uma ponderação entre tarifa para consumidor e custos para distribuidora.

Palavras-chave

Leilão de energia, Decisão sob incerteza, Otimização estocástica, Árvore de decisão, Previsão de demanda.

Abstract

Guimarães, André Resende. **Contract strategies for distribution companies under uncertainty in demand for energy contracts auctions** Rio de Janeiro, 2005, 132 p. Master Thesis – Electrical Engineering Department, Catholic University of Rio de Janeiro.

The objective of this work is to analyze the new market regulatory of the Brazilian electric sector. For this, it was developed a computational tool to elaborate performance strategies of the disco's in the energy purchase auctions instituted by the new regulation. Thus, it is possible to simulate the contract process of the disco's in ACR's scope and, with the results, accomplish analyses of the impact of the new rules in the allocation of the risks to the disco's. The problem consists, in an uncertainty environment of the demand and given a risk instruments set, to determine the contract strategy of the disco's, supplying the energy amount to be bought in each previously described auction and result of better purchase given the candidates contracts. The solution methodology is optimization stochastic multi-stages, taking into account, the contract and prices several horizons of the energy, aiming minimize the factors tariff for consumer and costs for disco's.

Keywords

Energy auction, Decision under uncertainty, Stochastic optimization, Decision tree, Demand forecast

Sumário

1	<u>INTRODUÇÃO</u>	18
1.1	O PROCESSO DE REFORMA NO SETOR ELÉTRICO DURANTE A DÉCADA DE 90	18
1.2	O QUE DEU ERRADO?	19
1.3	REFORMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	20
1.4	SEGURANÇA DE SUPRIMENTO	20
1.5	MODICIDADE TARIFÁRIA	22
1.5.1	INSTRUMENTO REGULATÓRIO: O PREÇO DE REPASSE	22
1.5.2	CONTRATAÇÃO POR LEILÕES	23
1.5.3	CONTRATAÇÃO POR LEILÕES E INCERTEZA NA DEMANDA	24
1.6	RESUMO	24
1.7	OBJETIVO DA TESE	24
1.8	ORGANIZAÇÃO DA TESE	25
2	<u>DESCRIÇÃO DA REGULAMENTAÇÃO BRASILEIRA</u>	27
2.1	INTRODUÇÃO	27
2.2	CONTRATAÇÃO DE ENERGIA PELAS DISTRIBUIDORAS	27
2.3	LEILÕES DE ENERGIA	28
2.4	REDUÇÃO DOS CONTRATOS DE ENERGIA EXISTENTE	30
2.5	REGRAS PARA CONTRATAÇÃO EFICIENTE	31
2.5.1	VALOR DE REFERÊNCIA PARA REPASSE	31
2.5.2	PENALIZAÇÃO POR SUB-CONTRATAÇÃO	33
2.5.3	LIMITE DE REPASSE DE SOBRE-CONTRATAÇÃO	34
2.5.4	LIMITES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA EXISTENTE	34
2.5.5	LIMITE SUPERIOR	34
2.5.6	LIMITE INFERIOR	34

3	<u>DECISÃO SOB INCERTEZA</u>	36
3.1	INTRODUÇÃO	36
3.2	EXEMPLO	37
3.2.1	PLANOS FIXOS DE CONTRATAÇÃO	37
3.2.2	ESTRATÉGIA DINÂMICA DE CONTRATAÇÃO	40
3.3	CONCLUSÃO	42
4	<u>MODELAGEM EM ÁRVORE</u>	44
4.1	INTRODUÇÃO	44
4.2	ESTRUTURA DA ÁRVORE	44
4.3	PROBABILIDADE	45
4.4	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	46
5	<u>MODELO COMPUTACIONAL</u>	50
5.1	INTRODUÇÃO	50
5.2	ARQUITETURA	50
5.2.1	INTERFACE	50
5.2.2	DADOS DE ENTRADA	51
5.2.3	OTIMIZAÇÃO	51
5.2.4	RESULTADOS	51
5.3	IMPLEMENTAÇÃO DAS REGRAS	51
5.3.1	LEILÃO DE TRANSIÇÃO (ENERGIA EXISTENTE)	52
5.3.2	LEILÃO DE AJUSTE	52
5.3.3	LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE EM A-1	52
5.3.4	LEILÃO DE ENERGIA NOVA EM A-3	52
5.3.5	LEILÃO DE ENERGIA NOVA EM A-5	53
5.3.6	DESCONTRATAÇÃO POR VARIAÇÃO DE MERCADO	53
5.4	PENALIDADES	53
5.4.1	SUB-CONTRATAÇÃO	53

5.4.2	SOBRE-CONTRATAÇÃO	54
5.5	FUNÇÃO OBJETIVO	54
5.6	DADOS DE ENTRADA	55
5.6.1	DADOS DE ENTRADA DO MERCADO	55
5.6.2	DADOS DE ENTRADA DA DISTRIBUIDORA	56
6	<u>ESTUDO DE CASO: DESCRIÇÃO</u>	57
6.1	INTRODUÇÃO	57
6.2	PREMISSAS BÁSICAS	58
6.2.1	PRIMEIRO LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE (EE1)	58
6.2.2	SEGUNDO LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE (EE2)	60
6.2.3	LEILÃO DE ENERGIA NOVA (EN)	62
6.2.4	FUNÇÃO OBJETIVO	63
6.3	CASOS ANALISADOS	64
6.3.1	PLANO FIXO COM CENÁRIO MÍNIMO (CASO A)	64
6.3.2	PLANO FIXO COM CENÁRIO DE REFERÊNCIA (CASO B)	65
6.3.3	PLANO FIXO COM CENÁRIO MÁXIMO (CASO C)	65
6.3.4	ESTRATÉGIA DINÂMICA COM TRÊS CENÁRIOS (CASO D)	65
7	<u>ESTUDO DE CASO: RESULTADOS</u>	67
7.1	INTRODUÇÃO	67
7.2	RESULTADOS PARA LEILÃO EE1	68
7.2.1	ANÁLISES PARA LEILÃO EE1	69
7.3	RESULTADOS PARA LEILÃO EE2	76
7.3.1	ANÁLISES PARA LEILÃO EE2	77
7.4	RESULTADOS PARA LEILÃO EN	82
7.4.1	ANÁLISES PARA LEILÃO EN	83
8	<u>CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS</u>	90

8.1	CONCLUSÕES	90
8.2	TRABALHOS FUTUROS	92
8.2.1	PLD PARA CADA CENÁRIO DE DEMANDA	92
8.2.2	DEVOLUÇÃO DE CONTRATOS NO ACR	93
9	<u>REFERÊNCIAS</u>	<u>95</u>
10	<u>APÊNDICE A - DETALHAMENTO DA METODOLOGIA PROPOSTA</u>	<u>98</u>
10.1	MATRIZES AUXILIARES	98
10.1.1	<i>ARVORE</i>	98
10.1.2	<i>CAMINHOS</i>	99
10.2	DEFINIÇÃO: <i>CONTRATADO X CONTRATAR</i>	99
10.3	RESTRIÇÕES DA DEMANDA	100
10.4	RESTRIÇÃO DE OFERTA EXISTENTE	101
10.5	RESTRIÇÕES DE REDUÇÃO DE CONTRATO	102
10.6	RESTRIÇÃO DE CONTRATAÇÃO MÁXIMA PARA AJUSTE	103
10.7	RESTRIÇÃO DE CONTRATAÇÃO MÁXIMA PARA A-3	103
10.8	RESTRIÇÃO DE CONTRATAÇÃO MÁXIMA PARA A-1	103
10.9	DEFINIÇÃO DE CUSTOS	104
10.10	MÉDIA PONDERADA DOS CUSTOS	106
10.11	OBJETIVO	106
11	<u>APÊNDICE - CENÁRIO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA</u>	<u>108</u>
11.1	PREMISSAS ECONÔMICAS E POPULACIONAIS	108
11.1.1	PREMISSAS ECONÔMICAS	109
11.1.2	REPARTIÇÃO DO PIB POR REGIÕES GEOGRÁFICAS	109
11.1.3	PREMISSAS POPULACIONAIS	109
11.2	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA – HISTÓRICO 1985/2004	110
11.2.1	CONSUMO TOTAL	110

11.2.2	CONSUMO RESIDENCIAL	113
11.2.3	CONSUMO INDUSTRIAL	117
11.2.4	CONSUMO COMERCIAL	120
11.2.5	OUTRAS CLASSES	121
11.3	METODOLOGIA PARA PROJEÇÕES DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	123
11.3.1	CONSUMO RESIDENCIAL	123
11.3.2	CONSUMO INDUSTRIAL	124
11.3.3	ÍNDICES DE PERDAS	131
11.3.4	RESUMO	131

Lista de figuras

Figura 3-1 – Previsões de mercado do Brasil com horizonte de cinco anos	37
Figura 3-2 – Custos dos planos fixos para cada cenário e valor esperado (MMR\$)	39
Figura 3-3 – Cenários de demanda	40
Figura 3-4 – Árvore de decisão associada	41
Figura 3-5 – Custos dos planos fixos e da estratégia para cada cenário e valor esperado (MMR\$)	42
Figura 4-1 – Taxas de crescimento	45
Figura 4-2 – Árvore de expansão da demanda	45
Figura 4-3 – Matriz de transição de probabilidade	46
Figura 4-4 – Exemplo de compra no leilão de A-1	48
Figura 4-5 – Esquema de contratação para determinado ano	49
Figura 7-1 – Resumo do estudo realizado	68
Figura 7-2 – Resultado das contratações para Leilão EE1	69
Figura 7-3 – Resultado Sub-Contratação Média para Leilão EE1	70
Figura 7-4 – Curva de permanência de Sub-Contratação em 2010 para Leilão EE1	71
Figura 7-5 – Resultado Sobre-Contratação Média para Leilão EE1	72
Figura 7-6 – Curva de permanência de Sobre-Contratação em 2010 para Leilão EE1	73
Figura 7-7 – Penalidades Sub e Sobre-contratação para Leilão EE1	74
Figura 7-8 – Demanda Realizada e Simulação para Leilão EE1	75
Figura 7-9 – Resultado das contratações para Leilão EE2	76
Figura 7-10 – Resultado Sub-Contratação Média para Leilão EE2	77
Figura 7-11 – Curva de permanência de Sub-Contratação em 2010 para Leilão EE2	78
Figura 7-12 – Resultado Sobre-Contratação Média para Leilão EE2	79
Figura 7-13 – Curva de permanência de Sobre-Contratação em 2010 para Leilão EE2	80
Figura 7-14 – Penalidades Sub e Sobre-contratação para Leilão EE2	81
Figura 7-15 – Demanda Realizada e Simulação para Leilão EE2	82
Figura 7-16 – Resultado das contratações para Leilão EN	83

Figura 7-17 – Resultado Sub-Contratação Média para Leilão EN	84
Figura 7-18 – Curva de permanência de Sub-Contratação em 2011 para Leilão EN	85
Figura 7-19 – Resultado Sobre-Contratação Média para Leilão EN	86
Figura 7-20 – Curva de permanência de Sobre-Contratação em 2011 para Leilão EN	87
Figura 7-21 – Penalidades Sub e Sobre-contratação para Leilão EN	88
Figura 7-22 – Demanda Realizada e Simulação para Leilão EN	89
Figura 10-1 – Árvore, nós de decisão e cenários de demanda.	98
Figura 10-2 – Matriz <i>caminhos</i>	99
Figura 11-1 – Evolução do Consumo Total por Região	113
Figura 11-2 – Relação Número de Consumidores Residenciais sobre População Total	124
Figura 11-3 – Relação Consumo Comercial/Consumo Residencial	129
Figura 11-4 – Relação entre o Consumo de Outras Classes e o Consumo Residencial	130
Figura 11-5 – Metodologia para previsão de demanda	132

Lista de tabelas

Tabela 6-1 - Preços de contrato para os leilões A ₋₅ , A ₋₃ , A ₋₁ , Ajuste e VR (R\$/MWh):	58
Tabela 6-2 - Cenários de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) (R\$/MWh):	58
Tabela 6-3 – Preço de contratos do primeiro leilão de energia existente (R\$/MWh):	58
Tabela 6-4 - Montante de contratos existentes da distribuidora (GWmed):	59
Tabela 6-5 – Cenário de referência do crescimento da demanda do Brasil:	59
Tabela 6-6 – Participação das distribuidoras no consumo de energia do país:	59
Tabela 6-7 – Taxas de crescimento da demanda das distribuidoras:	59
Tabela 6-8 - Preços de contrato para os leilões A ₋₅ , A ₋₃ , A ₋₁ , Ajuste e VR (R\$/MWh):	60
Tabela 6-9 - Cenários de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) (R\$/MWh):	60
Tabela 6-10 - Preço de contratos do segundo leilão energia existente (R\$/MWh):	60
Tabela 6-11 - Montante de contratos existentes da distribuidora (GWmed):	60
Tabela 6-12 – Cenário de referência do crescimento da demanda do Brasil:	61
Tabela 6-13 – Participação das distribuidoras no consumo de energia do país:	61
Tabela 6-14 – Taxas de crescimento da demanda das distribuidoras:	61
Tabela 6-15 - Preços de contrato para os leilões A ₋₅ , A ₋₃ , A ₋₁ , Ajuste e VR (R\$/MWh):	62
Tabela 6-16 - Cenários de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) (R\$/MWh):	62
Tabela 6-17 - Preço de contratos do leilão de energia nova (R\$/MWh):	62
Tabela 6-18 - Montante de contratos existentes da distribuidora (GWmed):	62
Tabela 6-19 – Cenário de referência do crescimento da demanda do Brasil:	63
Tabela 6-20 – Participação das distribuidoras no consumo de energia do país:	63
Tabela 6-21 – Taxas de crescimento da demanda das distribuidoras:	63
Tabela 6-22 – Matriz de Transição de Probabilidades (Caso A):	64
Tabela 6-23 – Matriz de Transição de Probabilidades (Caso B):	65
Tabela 6-24 – Matriz de Transição de Probabilidades (Caso C):	65
Tabela 6-25 – Matriz de Transição de Probabilidades:	66
Tabela 11-1 – Taxa de Crescimento da População (% ao ano)	109
Tabela 11-2 – Consumo Total - Evolução 1985/2004 (GWh)	111

Tabela 11-3 – Consumo Residencial - Evolução 1985/2004 (GWh)	115
Tabela 11-4 – Consumidores Residenciais - Evolução 1985/2004 (mil)	116
Tabela 11-5 – Consumo Médio Residencial - Evolução 1985/2004 (kWh/mês)	117
Tabela 11-6 – Consumo Industrial - Evolução 1985/2003 (GWh)	119
Tabela 11-7 – Consumo Comercial - Evolução 1985/2004 (GWh)	121
Tabela 11-8 – Outras Classes - Evolução 1985/2004 (GWh)	122
Tabela 11-9 – Grandes Consumidores Industriais	127

1 INTRODUÇÃO

1.1 O processo de Reforma no Setor Elétrico durante a década de 90

O desenho institucional do modelo do setor elétrico de qualquer país tem como objetivo principal induzir um fornecimento de energia elétrica que seja confiável, garantindo a segurança do atendimento, e eficiente, que se traduz em tarifas módicas para o consumidor [32, 33, 34, 35].

A primeira onda de reformas setoriais foi baseada fortemente em mecanismos de mercado para atingir estes objetivos [40]: um mercado de curto prazo (ou *spot*) foi criado, com preços horários de energia e o objetivo seria utilizar estes preços para sinalizar a necessidade de investimentos. Assim, um aumento na demanda de energia resultaria num aumento nos preços *spot* de energia que motivariam a entrada de novos investidores e projetos. Este esquema seria ainda conjugado com um uso eficiente da energia, pois a demanda se reduziria nos períodos de escassez. Finalmente, o risco resultante das flutuações do preço *spot* seria gerenciado através dos instrumentos clássicos do mercado financeiro, como contratos *forward*, opções, etc.

Embora com detalhes de implementação diferentes, muitos países, incluindo o Brasil, reformaram seus setores elétricos baseados nestes princípios durante a década de 90. A experiência acumulada até o momento mostra vários resultados positivos [32, 38, 40], como a maior eficiência dos geradores e distribuidores privados, o efeito positivo dos consumidores livres como referência de mercado e a transparência introduzida pelas entidades reguladoras, que fornecem confiança aos investidores.

Por outro lado, importantes dificuldades foram também observadas, principalmente com relação à segurança de suprimento. Um estudo recente preparado pelo Banco Mundial [37] indica que aproximadamente 20 países passaram por problemas de

acionamento ou *blackouts* durante 1995 - 2005. O Brasil, por exemplo, sofreu uma severa crise de suprimento de energia durante nove meses em 2001-2002 [33].

1.2 O que deu errado?

Uma primeira explicação para as dificuldades anteriores resulta justamente da aplicação pura dos mecanismos de mercado para garantir a expansão da oferta. A razão é que o sinal econômico fornecido pelo preço *spot* é excessivamente volátil para induzir corretamente a entrada de nova capacidade. Isto é especialmente verdadeiro em sistemas com forte participação hidroelétrica como o Brasil, onde a ocorrência de condições hidrológicas favoráveis pode baixar temporariamente os preços spot ainda que existam problemas estruturais na oferta. Também foi observado que em sistemas hídricos os preços spot aumentam substancialmente somente quando se está muito próximo de uma crise de suprimento, quando não há mais tempo para fazer investimentos [33, 34, 38].

A segunda razão deve-se à combinação observada em muitos países (novamente o Brasil incluído) de períodos de forte crescimento econômico, intercalado com momentos de estagnação, que é um comportamento típico de economias em desenvolvimento. Adicionalmente, nestes países o financiamento de novos projetos ainda ocorre por *project finance*, o que dificulta a entrada de novos geradores visando venda de energia apenas no (volátil) mercados spot [39].

Finalmente, existiam poucos instrumentos de incentivo à eficiência na compra de energia das distribuidoras em nome dos consumidores cativos. Em muitos casos, era permitido o repasse para estes consumidores a preços elevados. Com isso, a preocupação em buscar a modicidade tarifária para consumidores cativos era enfraquecida.

Devido a estas dificuldades, muitos países realizaram ajustes em seus marcos regulatórios [32, 41] com o objetivo de manter os aspectos positivos da primeira “onda” de reforma, mas ajustando os temas que não levaram a bons resultados. O caso do Brasil não é diferente e o país iniciou em 2004 o seu processo de ajuste no modelo setorial.

1.3 Reforma do Setor Elétrico Brasileiro

O novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, apresentado pelo Ministério de Minas e Energia em Dezembro de 2003, aprovado em março de 2004 no Congresso Nacional, e regulamentado em Julho de 2004 [1], foi formulado baseando-se nas duas premissas principais descritas anteriormente: garantir a segurança de suprimento de energia elétrica e promover a modicidade tarifária, através da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados. Este novo modelo criou um processo compulsório de contratação de energia por parte das empresas de distribuição através de leilões dentro de um ambiente específico de regras, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Apresenta-se a seguir um resumo do novo Marco Regulatório do setor elétrico brasileiro, descrevendo seus principais objetivos e os instrumentos criados para alcançá-los.

1.4 Segurança de suprimento

Devido à forte participação da geração hidrelétrica no sistema brasileiro, o preço no mercado de curto prazo apresenta uma volatilidade de longo prazo acentuada [33] podendo assumir baixos valores por longos períodos consecutivos e ser intercalado por períodos de preços muito elevados, representando as “secas”. Devido a este comportamento de preços, esperava-se que as distribuidoras buscassem firmar contratos bilaterais de compra de energia como instrumento de gerência de risco para mitigar exposições financeiras durante os períodos de preços elevados.

Porém, o que se observou é que isto não ocorreu na prática: como a ocorrência de preços baixos é predominante, devido à capacidade de armazenamento dos reservatórios do sistema, as distribuidoras preferiam ter uma parte de sua demanda não contratada e aceitavam o risco de pagar preços elevados, uma vez que o benefício de compra de energia barata por anos poderia compensar esta exposição financeira.

A dificuldade com este raciocínio é que, com a existência do despacho centralizado do sistema Brasileiro [21], haveria uma redução progressiva na energia hidroelétrica armazenada do sistema (utilizada para atender a demanda do país) caso todas as distribuidoras adotassem este comportamento. Esta redução de armazenamento afetaria a confiabilidade global de suprimento.

Adicionalmente, poderia se pensar que, segundo a teoria marginalista da expansão, os preços *spot* aumentariam à medida que a demanda aumenta em relação à oferta, o que por sua vez induziria à construção de nova capacidade. Entretanto, o que se observou é que o aumento significativo do preço *spot* ocorre somente alguns meses antes do racionamento, quando já não há tempo para a construção das novas usinas. Assim, com a volatilidade de preços e predominância de preços baixos, o investimento em geração no país torna-se arriscado e geradores precisam de contratos bilaterais de longo prazo para conseguir empréstimo junto a bancos. Como o incentivo a contratar das distribuidoras é reduzido, a expansão da oferta fica restringida.

Por esta razão, a nova regulamentação do setor estabelece que todos os agentes de consumo (tanto distribuidoras como consumidores livres) devem contratar 100% de sua carga. Além disto, todos os contratos de venda de energia devem ter um respaldo físico de geração, de forma que não existam contratos sem a correspondente capacidade física de suprimento. Assim, se toda demanda estiver 100% contratada, cujos contratos apresentam garantia física de geração, a segurança de suprimento estaria garantida.

Com estas medidas, se impede que uma distribuidora adquira energia secundária barata sem contrato no mercado de curto prazo, nem que um agente venda um contrato puramente financeiro, sem que haja uma garantia de produção da energia comercializada.

Assim, com a obrigatoriedade de contratação, a disposição a contratar das distribuidoras torna-se o principal motor para induzir a expansão da oferta: qualquer acréscimo de demanda deve ser coberto por contratos bilaterais, que serão buscados junto a novos geradores e servirão justamente de respaldo financeiro para que estes possam concluir sua engenharia financeira junto aos bancos e garantir a expansão do sistema.

1.5 Modicidade Tarifária

A base da modicidade tarifária é a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados. No caso de consumidores livres (aqueles que podem escolher seu fornecedor), o montante (MW médio) e valor (R\$/MWh) dos contratos são livremente negociados entre geradores e consumidores livres. No caso dos consumidores cativos (ou regulados), a sua compra de energia é feita pela distribuidora. Como os custos de contratos podem ser passados aos consumidores finais, o agente regulador precisa desenvolver mecanismos que (i) induzam à contratação eficiente e (ii) evitem abuso de poder de mercado.

1.5.1 Instrumento regulatório: o preço de repasse

Em muitos países o instrumento regulatório mais importante para induzir a eficiência na compra de energia é o preço de repasse ao consumidor cativo, que é um limite máximo (“teto”) no repasse do preço da energia para os consumidores cativos. Este limite, estabelecido pelo regulador, deveria corresponder a um preço da energia ao qual um cliente cativo poderia ter acesso com facilidade.

Um primeiro candidato natural para este valor seria o preço de curto prazo da energia. De fato, países como a Argentina adotam como teto de repasse a média do preço de curto prazo ao longo de alguns meses. Entretanto, no Brasil o “ruído” da hidrologia distorce os sinais dos preços de curto prazo, mesmo que se calcule a média ao longo de vários meses. Uma segunda alternativa, também relacionada com o preço médio do mercado de curto prazo, seria o preço do mercado de futuros de energia. A dificuldade neste caso é que ainda não existe um mercado de futuros de energia no país. Uma terceira possibilidade seria a adotada no Chile, onde o preço de referência para os clientes cativos é dado pela média dos preços de contrato dos consumidores livres. O obstáculo para a implementação deste esquema no Brasil é que o volume de contratos dos clientes livres é muito reduzido, e não permite ainda este tipo de avaliação.

Devido a estas dificuldades, o Brasil inicialmente (antes da nova regulamentação) estimou o preço de repasse como o custo marginal de longo prazo da energia - CMLP. O CMLP, num ambiente de planejamento centralizado, é dado pelo custo de investimento e operação necessários para atender um aumento incremental da demanda [4, 23, 24, 25, 26]. Ele corresponderia, portanto, ao “preço” da energia do esquema centralizado. Entretanto, num ambiente de mercado, o cálculo do CMLP tem uma componente quase paradoxal, pois o preço da energia é o resultado da ação dos agentes de mercado, não um parâmetro de entrada para o processo.

Com este esquema, o Brasil alternou períodos onde houve contratação a elevados preços de repasse, resultando em tarifas caras para o consumidor final, com períodos onde não houve contratação de energia devido à definição inadequada do preço de repasse.

1.5.2 Contratação por leilões

No novo modelo setorial, o instrumento principal para promover a eficiência na compra de energia pelas distribuidoras é a utilização de leilões abertos e regulados de contratos padronizados de médio/longo prazo cujo critério de escolha é a menor tarifa ofertada. Estes leilões são realizados “em conjunto”, isto é, buscam contratar a soma das necessidades individuais de cada distribuidora. O objetivo é obter economia de escala na contratação de nova energia (viabilizando grandes projetos), além de repartir riscos e benefícios dos contratos, e equalizar tarifas de suprimento.

Outro aspecto importante na implementação da compra de energia por leilões é a definição do preço de repasse ao consumidor cativo: a contratação de energia por leilões permite que o preço de repasse seja exatamente o resultado do leilão, pois reflete a disposição do mercado em vender e dos consumidores em comprar; não sendo necessária a definição “externa” de valores de referência.

1.5.3 Contratação por leilões e incerteza na demanda

Devido à forte incerteza nas taxas de crescimento da demanda, os leilões de energia citados no tópico anterior foram subdivididos em diferentes categorias com distintas datas de licitação, duração do contrato e entrega da energia licitada. O objetivo é fornecer à distribuidora um conjunto de ferramentas de gerência de risco para permiti-la atingir o objetivo maior de estar 100% contratada.

1.6 Resumo

A proposta do MME procura atender dois objetivos de certa forma conflitantes: (i) assegurar o suprimento futuro num setor de infra-estrutura essencial para o crescimento econômico; e (ii) garantir a modicidade tarifária para os consumidores regulados de energia elétrica. Para isto, a nova regulamentação busca repartir, da melhor maneira possível, os riscos de sobre e sub-contratação entre geradores, distribuidoras e consumidores.

No caso das distribuidoras, deve-se criar mecanismos de incentivos e penalidades que induzam a uma estratégia de contratação que garanta o abastecimento de 100% do mercado em condições de grande incerteza na demanda, evitando tanto a sobre-contratação como a sub-contratação, buscando sempre as fontes mais baratas. Para isto, a nova regulamentação estabeleceu um conjunto de instrumentos para gerência de risco para distribuidoras, o que torna a estratégia de contratação ainda mais complexa.

1.7 Objetivo da tese

O objetivo desta dissertação de mestrado é estudar o processo de contratação das distribuidoras no âmbito do ACR. Para isto, foi desenvolvida uma ferramenta computacional para elaborar estratégias de atuação das distribuidoras nos leilões de compra de energia instituídos pela nova regulamentação. O problema consiste, em um ambiente de incerteza da demanda e dado um conjunto de instrumentos de gerência de risco fornecidos pela regulamentação, determinar a estratégia de contratação das distribuidoras, indicando o montante de energia a ser comprado nos leilões de energia. A

metodologia de solução é otimização estocástica multi-estágio, levando em consideração, principalmente, os diversos horizontes de contratação e preços da energia, visando minimizar uma ponderação entre tarifa para consumidor e custos para distribuidora.

1.8 Organização da Tese

Esta tese está organizada da seguinte maneira:

O capítulo 2 introduz a atual regulamentação brasileira para o setor elétrico como uma nova alternativa para expansão eficiente de oferta no país. Serão apresentados os objetivos do novo modelo e os desafios que devem ser superados. Mostra-se que uma importante mudança das novas regras é que a sinalização de entrada de nova oferta será feita pelas distribuidoras, através da contratação de sua demanda futura. Daí seu papel fundamental na sustentabilidade do novo modelo do setor elétrico brasileiro. Serão levantadas as características de cada um dos leilões (energia existente e energia nova), duração de contratos, limites de repasses para tarifa e penalizações por sub e sobre-contratação.

O capítulo 3 explicita o problema da incerteza na demanda, onde será montado um exemplo simplificado. Em seguida, no capítulo 4, são introduzidos os conceitos de árvore de cenários e decisão sob incerteza. No capítulo 5, é apresentada a ferramenta desenvolvida para solução do problema de otimização da compra de energia das distribuidoras utilizando a representação em árvore dos cenários de demanda. É detalhada a formulação do problema, com a explicação de todas as restrições relativas aos mecanismos de incentivos e penalidades, os dados de entrada para o modelo e a função objetivo que visa minimizar os custos de consumidores/distribuidoras. No apêndice A é apresentada a formulação matemática completa do problema de programação linear resultante.

O capítulo 6 descreve os estudos realizados com o modelo computacional e as possíveis análises sobre os mesmos. Já o capítulo 7 apresenta os resultados e as análises para os estudos citados anteriormente.

Finalmente, o capítulo 8 apresenta as conclusões do trabalho e sugestões para desenvolvimentos futuros.

2 DESCRIÇÃO DA REGULAMENTAÇÃO BRASILEIRA

2.1 Introdução

Em dezembro de 2003, o governo federal emitiu duas medidas provisórias, MP 144 e MP 145, com as novas propostas para o setor elétrico. As medidas provisórias foram aprovadas pelo Congresso com algumas modificações em março de 2004 e convertidas na lei 10.848. No final de julho de 2004, foi emitido o decreto presidencial 5.163 [1], que detalha e regulamenta as novas regras de comercialização de energia. Esta seção se concentrará em descrever os principais pontos de interesse da nova legislação, que são oriundos do Decreto, para o trabalho desenvolvido.

2.2 Contratação de Energia pelas Distribuidoras

Para atender a obrigação de 100% de contratação, as distribuidoras podem utilizar os contratos decorrentes de:

- Leilões de compra de energia;
- Compra de energia do supridor atual com tarifas reguladas (somente para distribuidoras de pequeno porte, com mercado inferior a 500 GWh/ano);
- Energia contratada na primeira etapa do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
- Aquisições anteriores à Lei N° 10.848 (ou seja, firmados antes de 11 de dezembro de 2003);
- Aquisição de energia de geração distribuída, com uma série de restrições e limites;
- Energia proveniente de Itaipu Binacional.

Assim, os leilões de energia, a serem realizados no ACR, são o principal meio de aquisição de energia pelas distribuidoras para o atendimento do crescimento de sua demanda.

Até sessenta dias antes de cada leilão de energia a ser realizado, as distribuidoras deverão informar a quantidade de energia elétrica desejada para contratação no centro de gravidade do seu sub-mercado, no ano de entrega do leilão. Com a declaração conjunta de todas as distribuidoras do país, é formada a demanda total a ser comercializada nos leilões do ACR. Os vencedores de cada leilão de energia do ACR deverão firmar contratos bilaterais com *todas* as distribuidoras - em proporção às respectivas declarações de necessidade. Estes são os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

2.3 Leilões de Energia

Um dos pilares da nova regulamentação do setor elétrico é a contratação de energia para os consumidores cativos através de leilões de mínimo custo, realizando-se leilões separados para compra de energia nova (visando expansão da oferta) e energia existente (renovação dos contratos que vencem). Para isto, prevê-se a realização de dois tipos de leilão a cada ano:

- a) leilões de energia nova – estes leilões têm como objetivo induzir a construção de novos empreendimentos para atender o crescimento previsto da demanda. Serão oferecidos contratos de longo prazo (quinze a trinta anos), prazos suficientes para viabilizar o “project finance” dos novos empreendimentos. Sejam eles:
 - o Leilão A₅, para entrega 5 anos após a compra, tipicamente o tempo de construção de hidroelétricas (principal).
 - o Leilão A₃, para entrega 3 anos após a compra, tipicamente o tempo de construção de termoelétricas (auxiliar).

A razão para existência destes dois tipos de leilões é o reconhecimento do benefício do menor período de construção de determinadas usinas (termoelétricas), mesmo que sua energia, em tese, seja mais cara que de usinas que necessitam um maior prazo de construção (hidrelétricas). Isto porque, com a grande incerteza no crescimento da demanda, uma menor diferença do prazo entre a decisão de compra (início de construção da usina) e entrega da energia (conclusão da usina) representa uma mitigação dos riscos de sobre/sub contratação.

b) leilões de energia existente – para energia existente também estão previstos 2 tipos de leilões:

- Leilão A_{-1} , que têm como objetivo renovar uma parcela dos contratos com geradoras que estejam vencendo, de maneira a ajustar o montante contratado. Serão oferecidos contratos de duração variada (cinco a quinze anos) com entrega no ano seguinte à contratação. O contrato firmado neste leilão poderá ser reduzido pela distribuidora em razão de flutuações na demanda, causadas pelas variações no crescimento econômico e saída de consumidores livres.
- Leilão A_{-0} , ou leilão de Ajuste, com entrega 4 meses após a contratação. Tem como objetivo fazer um "ajuste fino" no saldo contratos/demanda da distribuidora.

A figura 2.1 a seguir ilustra os diferentes prazos para cada um dos leilões:

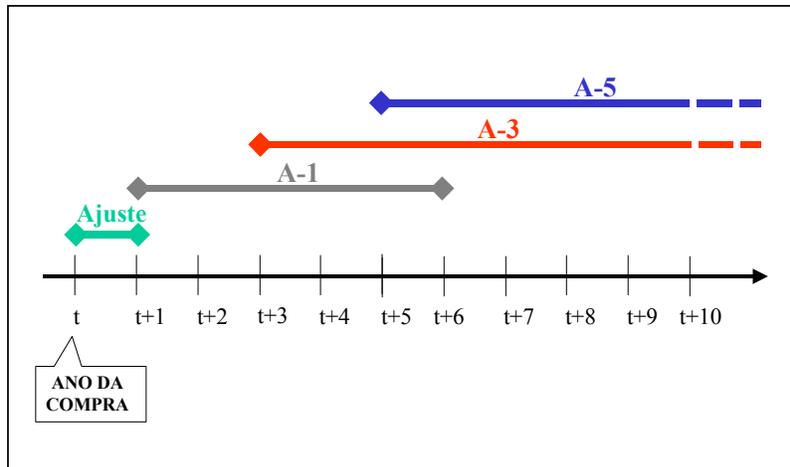


Figura 2-1 – Prazos de entrega dos contratos para os diferentes leilões de energia

O objetivo de se ter leilões separados para energia existente e nova é viabilizar a expansão através de contratos de longa duração com nova capacidade e permitir que as distribuidoras gerenciem incerteza na demanda e saída de consumidores livres através de um “portfolio” de contratos de menor duração e com regras de descontratação com geradores existentes.

2.4 Redução dos Contratos de Energia Existente

Para os contratos decorrentes de leilões de energia existente, o Decreto estabelece três possibilidades de redução das quantidades contratadas:

- compensação pela saída de consumidores potencialmente livres - após tentar utilizar o mecanismo de compensação de sobras e déficits (MCSD), onde as distribuidoras trocam contratos entre si, a distribuidora poderá reduzir seus contratos no montante não compensado;
- adaptação a desvios em relação às projeções de demanda, através da redução, a critério da distribuidora, de até 4% do montante contratado; e
- adaptação à entrada de geração contratada anteriormente a 11 de Dezembro de 2003.

Nos três casos as reduções serão aplicadas uniformemente entre todos os contratos da distribuidora decorrentes de leilões de energia existente.

2.5 Regras para Contratação Eficiente

Ainda que haja a obrigação de compra através de leilões de mínimo custo, é necessário estipular um conjunto de regras que induza as distribuidoras a contratar de forma eficiente [34, 35]. Isto porque, como foi visto, serão realizados diferentes tipos de leilões de energia. Como cada tipo de leilão oferecerá um contrato com determinadas características (prazo para entrega, duração de suprimento, possibilidade de redução etc), haverá preços diferentes entre os leilões. Por outro lado, as distribuidoras poderão repassar seus custos de compra de energia nos leilões para os consumidores. O desafio do modelo é fazer com que as distribuidoras montem seu *portfolio* de contratos (comprados em diferentes leilões) pelo menor preço, minimizando a tarifa do seu consumidor. Estes mecanismos serão vistos a seguir.

2.5.1 Valor de Referência para Repasse

Dado que os contratos resultam de leilões, poderia parecer, à primeira vista, que todos os custos de aquisição de energia deveriam ser automaticamente repassados às tarifas dos consumidores finais. Entretanto, como a quantidade de energia que cada distribuidora adquire em cada leilão é uma decisão da própria distribuidora, os mecanismos de repasse passam a ser indutores à contratação eficiente.

O mecanismo mais importante é o repasse de um valor único para compensar os custos de aquisição da energia nova das distribuidoras. Este valor único, denominado Valor Anual de Referência (VR), é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia em “A-5” e “A-3”, calculado para o conjunto de todas as distribuidoras. Como consequência, a distribuidora que tiver um custo individual de contratação de energia nova inferior a esta “média do mercado” terá um ganho. Da mesma forma, a distribuidora que tiver um custo individual de contratação de energia nova superior a VR sofrerá perdas econômicas.

A equação (2.1) abaixo apresenta a fórmula do cálculo do VR.

$$VR = \frac{VL5 \times Q5 + VL3 \times Q3}{Q5 + Q3} \quad (2-1)$$

Onde:

VL5 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração em A-5;

Q5 é a quantidade total adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração em A-5;

VL3 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração em A-3;

Q3 é a quantidade total adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração em A-3.

O lucro da distribuidora (L) pela compra e repasse de energia é dada pela seguinte equação:

$$L = (VR - VL3) \times q3 + (VR - VL5) \times q5 \quad (2-2)$$

Onde:

q3 é quantidade adquirida *pela distribuidora* nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração em A-3;

q5 é quantidade adquirida *pela distribuidora* nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração em A-5.

Substituindo (2-1) em (2-2), obtêm-se:

$$L = \frac{(VL3 - VL5) \times (Q3 \times q5 - Q5 \times q3)}{Q5 + Q3} \quad (2-3)$$

Supondo que os leilões de A-3 resultarão em preços maiores que os leilões de A-5 (dado que os competidores no primeiro caso serão usinas termoeletricas e hidroeletricas no segundo), isto significaria que $VL3 > VL5$. Logo, a parcela $(VL3 - VL5)$ seria positiva. Neste caso, a parcela $(Q3 \times q5 - Q5 \times q3)$ indicará se a distribuidora terá lucro ou prejuízo.

Caso A) $Q3 \times q5 - Q5 \times q3 > 0 \rightarrow Q3/Q5 > q3/q5 \rightarrow L > 0 \rightarrow$ Lucro

Caso B) $Q3 \times q5 - Q5 \times q3 < 0 \rightarrow Q3/Q5 < q3/q5 \rightarrow L < 0 \rightarrow$ Prejuízo

Assim, se a proporção de compra entre A-3 e A-5 de uma distribuidora ($q3/q5$) for maior que a média de todas as distribuidoras ($Q3/Q5$), ela terá prejuízo. Posto de outra forma, o VR serve como um indutor para que se contrate o máximo possível em A-5, cujo custo de aquisição, em tese, é inferior a contratação em A-3.

O VR é aplicado nos três primeiros anos de vigência dos contratos de energia nova. A partir do 4º ano, os custos individuais de aquisição são repassados integralmente.

2.5.2 Penalização por Sub-Contratação

A distribuidora que não tiver toda sua demanda contratada, deverá pagar uma multa proporcional ao montante descontratado. É esta penalidade que levará a contratação de toda a demanda nos leilões de energia, o que, como foi visto, guiará a expansão de oferta do país. Desta forma, fixando em 100% a necessidade de contratação da demanda, evita-se a sub-contratação sistêmica que poderia ocorrer se o percentual fosse menor, como por exemplo 85% ou 95%. Como foi visto no item 1.4, existe um estímulo às distribuidoras em não contratar toda sua demanda prevista. Caso fosse necessário, ela poderia comprar a parcela descoberta no mercado de curto prazo, sem incerteza na demanda e com preços normalmente baixos.

2.5.3 Limite de Repasse de Sobre-contratação

A distribuidora pode repassar os montantes contratados até 103% acima de sua carga verificada. Este limite elimina viés de sub-contratação, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece um limite para erros nesta projeção, visando assegurar que os contratos sejam no mínimo iguais à carga.

2.5.4 Limites de Contratação de Energia Existente

2.5.5 Limite Superior

Os leilões de energia existente são teoricamente mais atraentes para as distribuidoras pelas seguintes razões: (i) por definição as usinas já estão construídas e os investimentos já foram total ou parcialmente amortizados, possibilitando menores preços, (ii) a duração dos contratos serão menores, permitindo melhor gerência do *portfolio* de contratos e (iii) menor diferença entre momento da compra e entrega de energia, diminuindo a incerteza na demanda. Porém, é preciso evitar que as distribuidoras planejem adquirir no futuro energia existente para atender sua previsão de demanda, no lugar de energia nova (cuja compra deve ser feita com antecedência de 3 a 5 anos) que seria necessária para atender à expansão do sistema.

Desta forma, o limite de contratação máxima para cada distribuidora nos leilões de A-1 foi fixado em 105% do montante total dos seus contratos estejam vencendo. Para o leilão de ajuste, permite-se comprar até 1% da carga da distribuidora.

2.5.6 Limite Inferior

Por outro lado, existem incentivos não tão explícitos que poderiam levar a uma contratação excessiva de energia nova em detrimento de energia existente. Uma distribuidora poderia contratar energia nova em excesso para, posteriormente, ajustar-se descontratando energia existente, provocando uma ineficiência no uso de recursos do país. Além de diminuir sua incerteza, a distribuidora poderia estar criando uma sobre-oferta desnecessária ao sistema, aviltando a energia existente. Com o objetivo de inibir

esta prática, o repasse do custo de aquisição de energia nova será limitado por um redutor quando a renovação dos contratos de energia existente for menor que o limite inferior de recontratação. Este limite mínimo de recontratação foi estipulado em 96% do montante inicial contratado.

3 DECISÃO SOB INCERTEZA

3.1 Introdução

Como foi visto no capítulo anterior, as distribuidoras anualmente deverão declarar a quantidade a ser contratada nos leilões de energia visando o atendimento de 100% de sua carga. Esta decisão necessita ser tomada com certa antecedência em relação à sua realização. Com isso, a decisão de contratação é feita baseada em uma previsão futura da demanda a qual se deseja atender. Entretanto, a distribuidora desconhece hoje qual demanda de fato ocorrerá quando a energia contratada no leilão for entregue, isto é, a decisão de contratação é tomada sob incerteza.

Tradicionalmente, os comitês para estudos de mercado das empresas ou dos órgãos Governamentais do setor constroem três cenários de projeção de demanda (do país ou das empresas) [2]. Geralmente o processo para elaboração destes cenários consiste em correlacionar o consumo de energia elétrica com variáveis macroeconômicas, financeiras e demográficas que revelem boa “explicação” do consumo¹. Em geral, os três cenários são obtidos a partir de três trajetórias possíveis para o crescimento da economia (PIB), em nível nacional, regional e estadual. Uma vez obtidos estes três cenários, uma alternativa seria determinar a contratação das distribuidoras de forma determinística através destes. Por exemplo, pelo modo clássico, a contratação da demanda seria feita a favor da segurança, visando o suprimento do cenário de máxima demanda ao menor custo. Ou ainda, fazendo uma contratação tendo como referência o cenário de maior probabilidade.

¹ O processo consiste na obtenção da demanda de energia elétrica a partir das variações do crescimento econômico (PIB), através da elasticidade-renda deste consumo [2]. A elasticidade renda do consumo elétrico é o parâmetro balizador da propensão do aumento do consumo de energia elétrica, em função de acréscimos líquidos de renda. Uma apresentação detalhada da metodologia é apresentada no Anexo B.

Estes tipos de estratégia podem ser classificados como “planos fixos” de contratação, onde as decisões são tomadas levando em conta somente um cenário de demanda. Caso os valores de realização da demanda sejam iguais aos do cenário previsto, teremos de fato atingido o custo mínimo para o problema. Entretanto, o que ocorreria se a realização da demanda fosse diferente do cenário traçado para contratação? Este é o tópico do tema a seguir.

3.2 Exemplo

Imagine que uma distribuidora BRASIL (representando o conjunto de todas as distribuidoras do Brasil) deva contratar energia de forma a atender o crescimento da demanda do país cinco anos à frente. A figura 3.1 apresenta as projeções de mercado de energia elaboradas pelo CTEM/CCPE/MME e ONS (de 2003 a 2008), baseadas em um cenário macroeconômico de referência e um cenário alto.

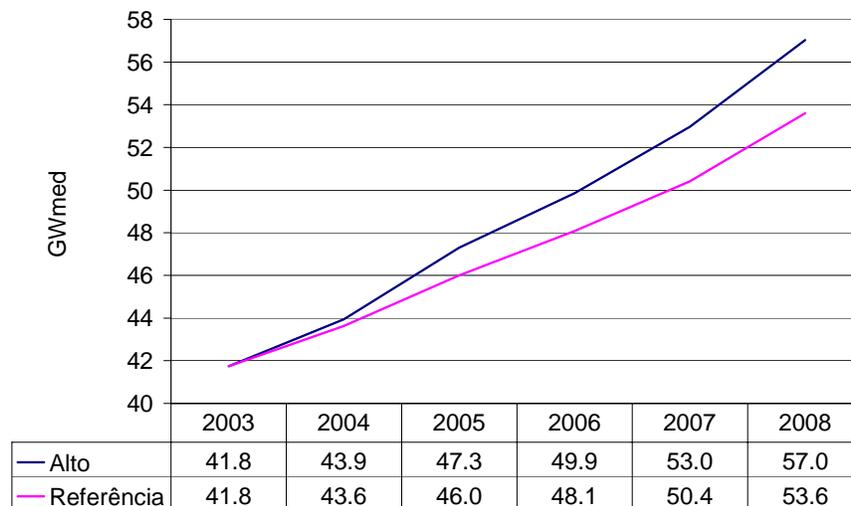


Figura 3-1 – Previsões de mercado do Brasil com horizonte de cinco anos

3.2.1 Planos Fixos de Contratação

Suponha que para atender a demanda futura existam dois planos de contratação:

- P1 - contratar a diferença de demanda entre 2003 e 2008 correspondente ao crescimento alto ($\Delta_{\max} \rightarrow 57.0 - 41.8 = 15.2$ GW médios) ao menor custo;
- P2 - contratar a diferença de demanda entre 2003 e 2008 correspondente ao crescimento médio de referencia ($\Delta_{\text{ref}} \rightarrow 53.6 - 41.8 = 11.8$ GW médios) ao menor custo;

onde as opções de contratação são:

- A-3, contratos lastreados por usinas termoelétricas, com antecedência de três anos entre contratação e efetiva entrega da energia, e com custo de 120 R\$/MWh;
- A-5, contratos lastreados por usinas hidroelétricas, com antecedência de cinco anos entre contratação e efetiva entrega da energia, e com custo de 100 R\$/MWh.

Supondo que a distribuidora possa repassar à tarifa os custos de aquisição ao valor da energia mais barata, a contratação por A-3 traria um custo líquido de 20 R\$/MWh e A-5 teria repasse integral, resultando em custo líquido nulo.

Já as penalidades e/ou custos de sub e sobre-contratação são iguais a:

- Sub-contratação: A distribuidora é penalizada com uma multa para demanda descontratada, no valor de 200 R\$/MWh;
- Sobre-contratação – A distribuidora não poderá repassar para tarifa os custos de aquisição da energia contratada acima da demanda.

Como era de se esperar, o plano P1 contrata em 2003 toda a diferença Δ_{\max} para 2008 do cenário alto pelo leilão A-5, já que esta é a fonte mais barata. Da mesma forma, o plano P2 contrata em 2003 toda a diferença Δ_{ref} para 2008 do cenário de referência pelo leilão A-5. Como consequência, os planos P1 e P2 resultariam em custo nulo para a

realização dos cenários alto e de referência, respectivamente. Isto ocorre porque estes planos foram ajustados exatamente para cada um desses cenários. Por outro lado, caso aconteça o cenário de referência, o plano P1 levará a uma sobre-contratação, representando um alto custo para distribuidora devido à limitação de repasse. Já no caso da ocorrência de um cenário alto, o plano P2 apresentará um custo ainda maior, devido à aplicação de multa por sub-contratação. Supondo que o cenário de referência tenha 75% probabilidade de ocorrência, contra 25% do cenário alto, o valor esperado do custo para distribuidora pelo plano P1 é de R\$ 2,25 bilhões, enquanto para P2 é de R\$ 1,50 bilhões.

Suponha agora um novo plano (P3), onde a distribuidora deve se contratar, ao menor custo, para uma demanda correspondente à média dos dois cenários ($\Delta_{med} \rightarrow 55.3 - 41.8 = 13.5$ GW médios). Também para este plano P3, a distribuidora irá contratar em 2003 todo montante de Δ_{med} pelo leilão A-5 para entrega em 2008. Caso ocorra o cenário alto, este plano apresenta um custo menor que o plano P2, e caso ocorra o cenário de referência, um custo menor que o plano P1. Porém, o valor esperado do custo para distribuidora seguindo o plano P3 é de R\$ 1,87 bilhões, um valor ainda maior que o do plano P2.

A figura 3.2 apresenta os custos associados aos diferentes planos de contratação para cada possível realização: cenário alto e cenário de referência.

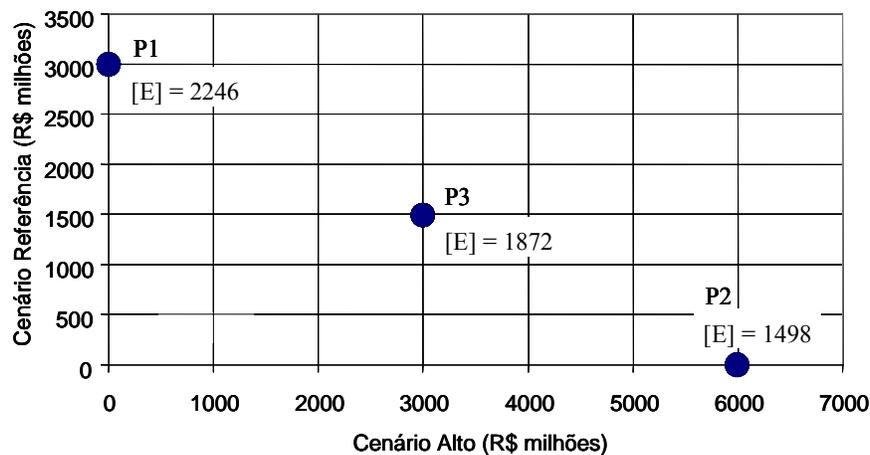


Figura 3-2 – Custos dos planos fixos para cada cenário e valor esperado (MMR\$)

3.2.2 Estratégia Dinâmica de Contratação

Ainda sobre o problema da distribuidora BRASIL, imagine finalmente que, ao invés de seguir um plano fixo, se adote uma *estratégia dinâmica de contratação* [42, 43], onde as decisões são *condicionadas* aos eventos futuros. Devido à natureza estocástica do problema e o conjunto de opções de contratação, este tipo de estratégia pode ser facilmente aplicada.

Pela figura 3.3, observa-se que em 2003 não há nenhum indício se a demanda a contratar irá evoluir pelo cenário alto ou pelo cenário de referência. O ano seguinte (2004) apresenta uma pequena diferença entre os dois cenários, mas ainda insuficiente para concluir algo sobre a evolução da demanda. Já passados dois anos (2005), pode-se supor que a tendência entre o cenário alto e o cenário de referência estará definida. Ou seja, neste momento, caso ocorra uma demanda próxima ao cenário alto, a distribuidora terá uma certeza maior de que nos anos futuros as realizações das demandas seguirão pelo cenário alto, e vice-versa.

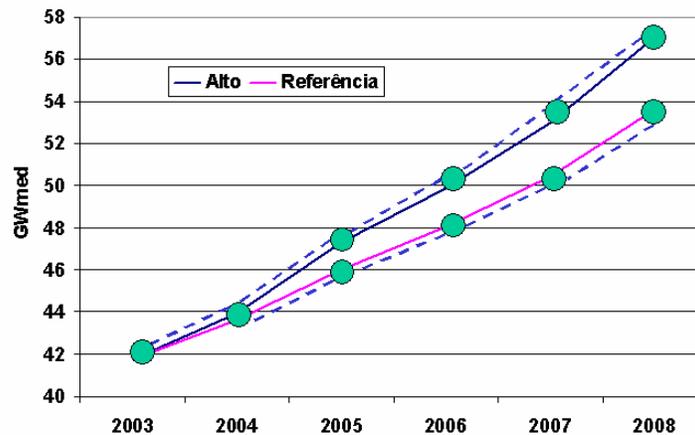


Figura 3-3 – Cenários de demanda

Desta forma, será formulada uma estratégia (E1) da seguinte maneira:

- Em 2003, dado que neste ponto a demanda pode evoluir tanto para o cenário alto quanto para o de referência, tomar uma decisão única: contratar Δ de demanda relativo ao cenário de referência (11.9 GW médios) por A₅. Dois anos depois (2005), quando já houver indício sobre qual cenário a demanda seguirá, tomar uma decisão condicionada:
 - Caso a demanda esteja seguindo o cenário alto, contratar o que falta para completar o Δ de demanda deste cenário (3.4 GW médios) por A₃.
 - Caso a demanda esteja seguindo o cenário de referência, não contratar nada.

Em outras palavras, as decisões tomadas são de caráter *dinâmico*, ajustadas a cada etapa em função da ocorrência dos eventos futuros. A figura 3.4 abaixo ilustra este processo:

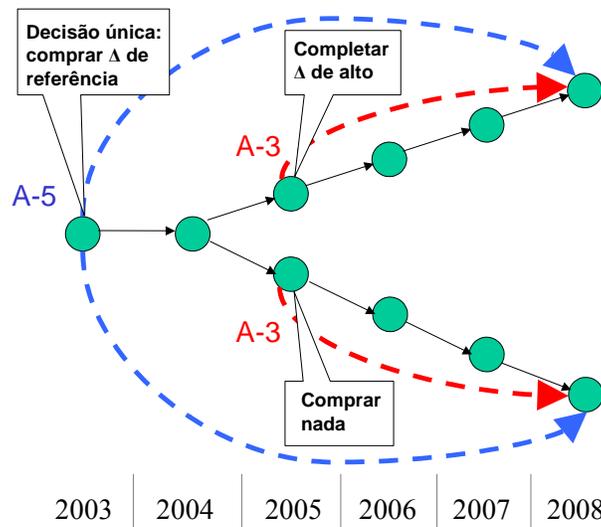


Figura 3-4 – Árvore de decisão associada

Com esta estratégia, a ocorrência do cenário alto acarretaria em um custo de R\$ 600 milhões relativos à compra de 3.4 MW médios por A-3 em 2005, já o cenário baixo teria

custo nulo. O valor esperado do custo da estratégia de contratação (E1) é de R\$ 150 milhões, bastante inferior aos planos fixos de contratação.

A figura 3.5 abaixo apresenta o resumo dos custos associados aos cenários alto e de referência de cada plano ou estratégia de contratação estudada.

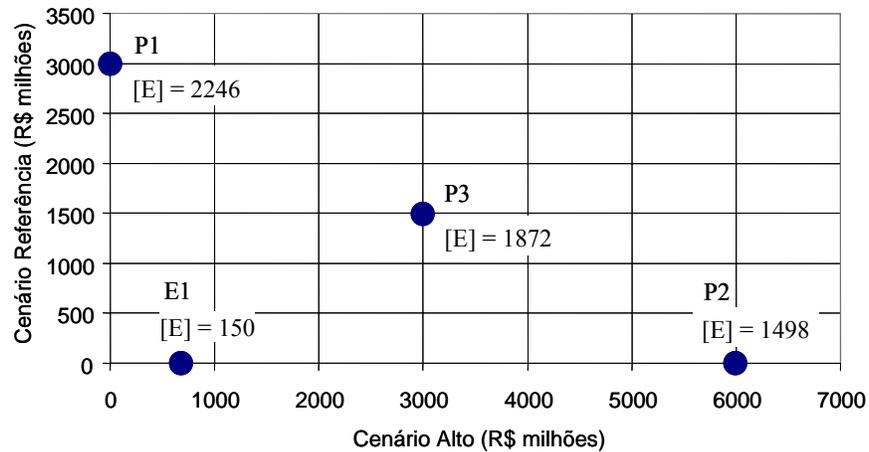


Figura 3-5 – Custos dos planos fixos e da estratégia para cada cenário e valor esperado (MMR\$)

3.3 Conclusão

A escolha empírica de uma seqüência determinística de demandas futuras como plano de contratação não leva a resultados corretos, no sentido que não permite uma correta alocação dos recursos de mitigação dos riscos permitidos pela regulamentação frente às distintas e plausíveis demandas futuras. O problema de formulação da estratégia de contratação da demanda tem a característica de ser temporalmente acoplado, significando que as decisões de compra tomadas hoje afetam as decisões de compra no futuro.

Devido à aleatoriedade das realizações futuras das demandas, recai-se num processo de decisões seqüenciais sob incertezas [5, 8, 14, 15, 18, 19]. Conseqüentemente, este problema tem natureza inerentemente estocástica, requerendo uma abordagem não determinística para sua solução. O processo de tomada de decisão deve, portanto, cotejar as possíveis evoluções das demandas futuras (que são desconhecidas) para determinar a

estratégia de contratação ótima sob uma óptica probabilística. Este é o tópico do próximo capítulo.

4 Modelagem em Árvore

4.1 Introdução

A modelagem por árvore de cenários é uma forma usual de representação de incertezas em problemas estocásticos multi-período [9, 14, 28, 42, 43]. Ela possibilita a incorporação de dependências de qualquer natureza entre os fatores envolvidos e sujeitos a flutuações randômicas, cuja evolução ao longo do período é representada por uma seqüência temporal partindo da raiz (etapa inicial) até uma folha da árvore (etapa final).

Nas próximas seções será detalhada a modelagem da incerteza na demanda em árvore de cenários, com suas ramificações, nós e probabilidades associadas. Em seguida é apresentado como a estrutura em árvore é utilizada para construção do problema de otimização linear que estima a estratégia ótima de contratação para as distribuidoras nos leilões de energia.

4.2 Estrutura da Árvore

Cada ramificação da árvore de demanda é associada a uma diferente taxa de crescimento em relação à demanda do nó anterior. Ou seja, a demanda em um ano t pode evoluir para diversos cenários (ramificações) no ano $t + 1$, estabelecidos de acordo com taxas de crescimento anuais pré-determinadas. Por exemplo, pode-se considerar a evolução da demanda de um dado ano para três possíveis cenários (ou ramificações): alto, médio e baixo de crescimento de mercado. Cada nó deste ano dará origem a outros três nós no ano seguinte, e assim por diante, representando a incerteza na evolução da demanda.

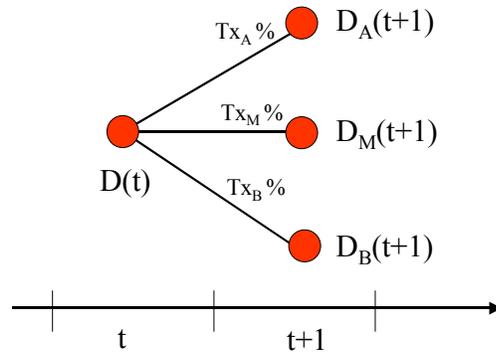


Figura 4-1 – Taxas de crescimento

Portanto, supondo um número de T etapas (anos) simuladas e um número de ramificações constante igual a N , serão construídas N^T possíveis trajetórias de evolução da demanda no modelo de decisão de contratação.

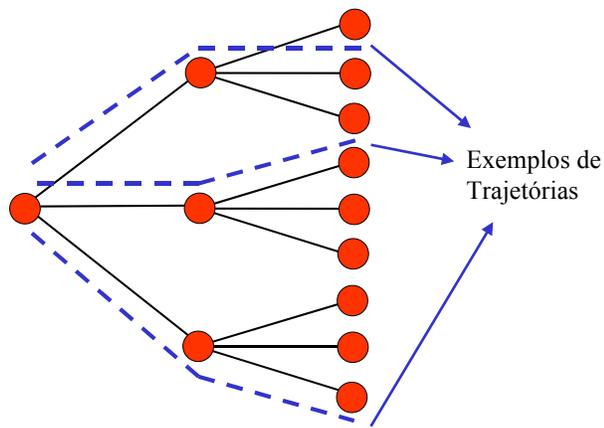


Figura 4-2 – Árvore de expansão da demanda

4.3 Probabilidade

Se a evolução da demanda for um processo aleatório, isto é, se o sucessor de um ano com crescimento “alto” pode ser tanto um ano com crescimento “baixo” como “médio” ou novamente “alto”, as probabilidades de transição são iguais ($P_{\text{alto/alto}} = P_{\text{alto/médio}} = P_{\text{alto/baixo}}$). Por outro lado, se houver correlação entre os anos, isto é, se após

um ano com crescimento “alto” existir uma maior probabilidade de ocorrer outro ano com crescimento “alto”, então $P_{\text{alto/alto}} > P_{\text{alto/médio}}$ e $P_{\text{alto/alto}} > P_{\text{alto/baixo}}$.

Neste estudo será adotado que a evolução da demanda segue um processo markoviano, ou auto-regressivo de primeira ordem. Isto é, a probabilidade de um cenário ocorrer depende da realização da demanda do ano anterior. Será feita uma transição condicionada da demanda de energia, com distintas probabilidades dado que no ano corrente o cenário (alto, médio ou baixo) é conhecido.

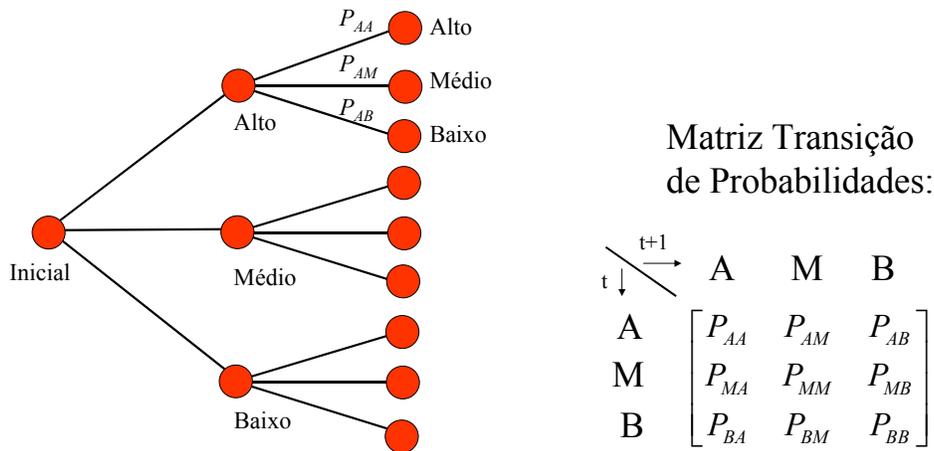


Figura 4-3 – Matriz de transição de probabilidade

4.4 Formulação Matemática

Utilizando a modelagem por árvore, a formulação do problema apresenta um grande número de variáveis de decisão (uma para cada tipo de leilão vezes o número de nós da árvore de decisão) e também um grande número de restrições (uma para cada regra modelada vezes o número de nós da árvore de decisão).

O problema linear que surge ao final da modelagem é apresentado de forma simplificada a seguir:

$$\text{Min } \lambda CP + (1-\lambda) CE$$

sujeito a

$$\left. \begin{array}{l} Ax \leq b \\ Cy \leq k \\ Fx + Gy + s \geq d \end{array} \right\} \text{ Para cada nó da árvore de decisão}$$

onde:

- x e y representam os montantes contratados de energia existente e nova, respectivamente.
- $Ax \leq b$ representa restrições associadas à energia existente.
- $Cy \leq k$ representa restrições associadas à energia nova.
- $Fx + Gy + s \geq d$ representa restrições associadas ao atendimento da demanda, onde a variável de folga “s” representa a sub-contratação.
- CE é o custo esperado total da energia para os consumidores cativos, e CP é o custo esperado das penalizações/incentivos para a distribuidora. O fator de ponderação λ reflete a *aversão a risco* de cada distribuidora, podendo variar entre 0% a 100%.

Para cada nó da árvore de demanda, o modelo computacional calcula um vetor cujos componentes são os montantes *a contratar* para cada um dos leilões. Estas decisões terão impacto futuro somente nos cenários originados deste nó (seus nós “filhos”), num horizonte que depende dos prazos de entrega e duração dos contratos de cada tipo de leilão. Por exemplo, caso haja uma decisão de compra do leilão A-1 em um determinado nó, esta energia só estará disponível para os nós filhos situados entre o ano seguinte à compra (prazo de entrega para A-1) e cinco anos após a entrega (duração do contrato para A-1), área representada pelo cone na figura abaixo.

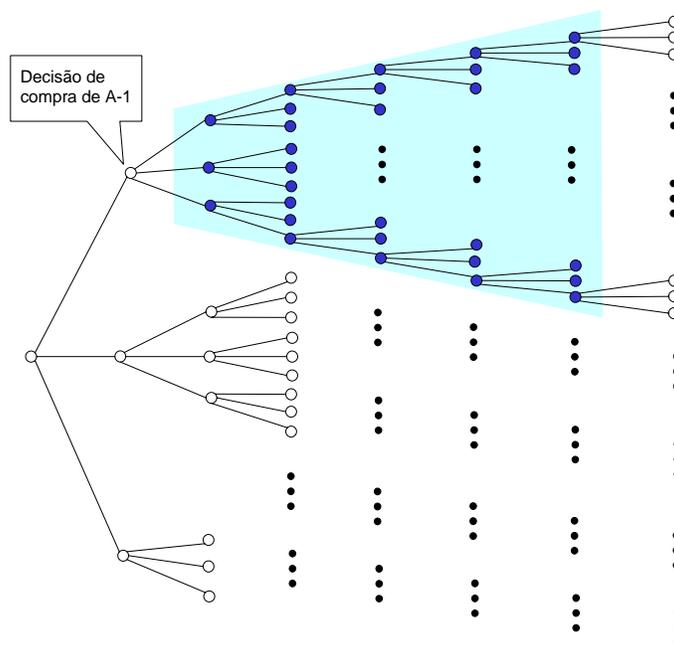


Figura 4-4 – Exemplo de compra no leilão de A-1

Assim, a cada nó da árvore, há os montantes *contratados* de cada tipo de leilão, que dependem das decisões de contratação tomadas no passado, como foi descrito acima. Por outro lado, cada nó da árvore de demanda representa uma possível realização da mesma, com uma probabilidade de ocorrência associada. Desta forma, as decisões de contratação tomadas devem satisfazer as restrições do problema para todos os possíveis cenários, isto é, para todos os nós da árvore. Como consequência, cada nó da árvore do problema traz um respectivo custo associado, devido às decisões tomadas no passado para satisfazer suas restrições.

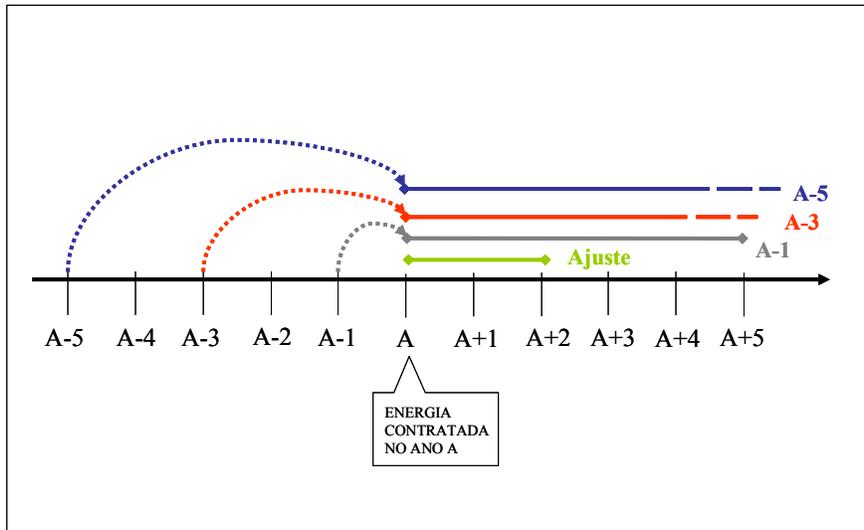


Figura 4-5 – Esquema de contratação para determinado ano

Visto isto, o programa age no sentido de minimizar o valor esperado total dos custos associados a cada nó, ponderando o valor dos custos com a probabilidade de sua ocorrência. Desta forma, cotejando todos cenários possíveis, com suas respectivas probabilidades de ocorrência, o modelo traça sua estratégia de contratação, definindo quanto contratar de cada tipo de leilão, para cada realização da demanda ao longo do tempo (nós da árvore).

5 MODELO COMPUTACIONAL

5.1 Introdução

O modelo computacional desenvolvido neste trabalho é uma ferramenta que permite às distribuidoras estabelecer estratégias de contratação sob incerteza na demanda, contendo o conjunto de regras e instrumentos de mitigação do risco oferecidos pela nova legislação brasileira. O objetivo deste modelo é buscar uma estratégia de contratação pelas distribuidoras que, dados os futuros cenários de crescimento da demanda, evite tanto a sub-contratação como a sobre-contratação, assim como compras em leilões com preços acima do limite de repasse.

Nas próximas seções será detalhada a arquitetura do modelo e a formulação do problema de programação linear com as restrições relativas às regras da nova legislação, a função objetivo do modelo e os dados de entrada.

5.2 Arquitetura

A arquitetura do modelo computacional desenvolvido neste trabalho pode ser dividida nas seguintes partes: (i) interface, (ii) dados de entrada, (iii) otimização e (iv) resultados.

5.2.1 Interface

A interface do modelo foi criada em ambiente Excel, com programação em *Visual Basic for Applications* (VBA). Através desta interface é possível ler os dados de entrada, tratar as informações, chamar o software de otimização e visualizar os resultados.

5.2.2 Dados de Entrada

Os dados de entrada consistem nas informações de mercado das distribuidoras que, após tratamento, irão alimentar o programa de otimização linear. Estes arquivos estão dispostos no formato CSV (*Comma Separated Value*), podendo ser alterados pela interface ou diretamente através de programas que suportem este formato para edição (por exemplo, próprio Excel).

5.2.3 Otimização

Como foi visto, foi formulado um problema de programação linear, cujas variáveis de decisão a serem definidas são os montantes a contratar (ou descontratar) em cada leilão de energia no horizonte estabelecido.

Este problema foi formulado em linguagem *Mosel*, através do software *Xpress* [7]. O programa é acionado automaticamente após a leitura dos dados de entrada, dando início a solução do problema de programação linear, utilizando o método *dual simplex*.

5.2.4 Resultados

Os resultados principais obtidos ao final da otimização são os montantes de energia a serem contratos nos diversos leilões, para cada nó da árvore de decisão. Porém, como subproduto é possível verificar também os percentuais de sub-contratação, sobre-contratação, descontratação e valor da tarifa.

Estes resultados são armazenados em arquivos no formato *CSV*. Pela interface (em ambiente Excel), é possível visualizá-los através de gráficos e planilhas.

5.3 Implementação das Regras

O modelo computacional simula a ação de um agente de distribuição dentro do novo modelo do setor elétrico brasileiro. Este capítulo apresenta como foram

implementadas no modelo computacional as principais regras do decreto que influenciam na contratação das distribuidoras.

5.3.1 Leilão de Transição (Energia Existente)

- Entrega nas datas determinadas: 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009.
- Contratos com oito anos de duração.
- Repasse integral para as tarifas.

5.3.2 Leilão de Ajuste

- Entrega no mesmo ano de contratação.
- Contratos com um ano de duração.
- Repasse integral para as tarifas até limite de VR.
- Limite de compra em 1% da carga total contratada.

5.3.3 Leilão de Energia Existente em A-1

- Entrega um ano após contratação.
- Contratos com cinco anos de duração.
- Repasse integral para as tarifas.
- Até 2012: Limite de compra em 1% da demanda verificada no ano anterior.
- Após 2012: Limite de compra em 105% do contrato de energia existente que vence no ano.

5.3.4 Leilão de Energia Nova em A-3

- Entrega três anos após contratação.
- Duração ao longo do período de estudo (mínimo de quinze anos é maior que o horizonte de estudo).
- Repasse de VR durante três primeiros anos de entrega. Após este período, repasse integral.
- Limite de compra de 2% da carga verificada em A-5 (dois anos antes).

5.3.5 Leilão de Energia Nova em A-5

- Entrega cinco anos após contratação.
- Duração ao longo do período de estudo (mínimo de quinze anos é maior que o horizonte de estudo).
- Repasse de VR durante três primeiros anos de entrega. Após este período, repasse integral.

5.3.6 Descontratação por Variação de Mercado

- Eficácia um ano após decisão.
- Aplicação para todos os contratos de energia existente firmados.
- Limitada a 4% do montante inicial contratado.

5.4 Penalidades

A seguir é explicado como a distribuidora é penalizada caso ela esteja em situação de sub ou sobre-contratação.

5.4.1 Sub-Contratação

Caso a distribuidora não esteja contratada na totalidade de sua carga, ela deve adquirir o montante necessário no mercado de curto prazo da CCEE pelo preço de liquidação de diferenças (PLD), e será repassado às tarifas o menor valor entre o PLD e o VR. Além disso, há aplicação de uma penalidade, seguindo a resolução 91 da ANEEL, no valor de VR ou PLD, o que for maior.

Assim, cada MW médio abaixo de 100% da demanda trará um custo pela diferença da compra (PLD) e o repasse (VR ou PLD, o que for menor), além de uma multa (PLD ou VR, o maior).

$$\text{Penalidade Sub} = \text{PLD} - \text{Min} \{ \text{PLD}, \text{VR} \} + \text{Max} \{ \text{PLD}, \text{VR} \}$$

5.4.2 Sobre-Contratação

Assume-se que a sobre-contratação até 103% da demanda terá seu custo de compra repassado ao consumidor final e esta energia excedente será liquidada no mercado de curto prazo, com a renda revertida para modicidade tarifária. Ou seja, não representa um custo para distribuidora, como também não traz um lucro extra. Acima de 103% da demanda, no entanto, a distribuidora arcará completamente com os custos de compra, não os repassando para tarifa. Porém a renda pela liquidação do excedente no mercado de curto prazo será de sua propriedade.

Assim, cada MW médio acima de 103% da demanda trará um custo pela diferença entre o preço de compra (VR) e de liquidação no mercado de curto prazo (PLD).

$$\text{Penalidade Sobre} = \text{VR} - \text{PLD}$$

5.5 Função Objetivo

O objetivo da distribuidora no modelo computacional é minimizar a soma ponderada de dois fatores:

- Custo esperado da tarifa para os consumidores cativos;
- Custo esperado das penalizações/incentivos para a distribuidora, devido à sub-contratação (multa); sobre-contratação (limite de repasse até 103% da demanda) e contratação eficiente (valor do repasse comparado ao preço de compra para cada tipo de leilão).

Esta ponderação reflete a *aversão a risco* [29, 30] e os distintos objetivos [13, 31] de cada distribuidora. Em um dos extremos, modela-se uma distribuidora indiferente a risco, cujo único objetivo é minimizar o custo da energia para seus consumidores. No outro extremo, se representa uma distribuidora cujo único interesse é minimizar seus

próprios riscos: penalidades de sub e sobre-contratação, e custos por contratação ineficiente.

5.6 Dados de Entrada

O modelo computacional desenvolvido considera os seguintes dados de entrada:

5.6.1 Dados de Entrada do Mercado

- Preços de contrato para os leilões A-5, A-3, A-1 e ajuste (A-0): Corresponde ao preço da energia candidata a ser contratada em cada leilão A-j. Caso haja a decisão de contratação desta energia em uma etapa t qualquer, a mesma será entregue (e passará a fazer parte do *portfolio* de contratos da distribuidora) na etapa $t+j$.
- Valor Anual de Referencia (VR): Corresponde ao “preço de *benchmark*”, o preço médio (ponderado pelas respectivas quantidades totais de compra) dos leilões A-5 e A-3. Na modelagem atual este valor é um dado de entrada. Cabe lembrar que sua utilização principal é possibilitar a modelagem de ganhos e perdas da distribuidora durante três anos caso sua estratégia de contratação seja, respectivamente, melhor ou pior que a “média do mercado” daquele ano. Esta “média do mercado” é representada pelo VR.
- Cenários de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD): Como foi visto em 4.3.7, o custo líquido da distribuidora por sub e sobre-contratação está relacionado com o preço de liquidação de diferenças (PLD). Devido à possibilidade do PLD em cenários de sobre-contratação ser diferente do PLD em cenários de sub-contratação, o modelo oferece a possibilidade de simular dois cenários de PLD, um para cada situação estrutural (sobre e sub contratação). Isto significa que, em seu estágio atual de desenvolvimento, o modelo não calcula o PLD para cada ano associado à situação estrutural de cada nó da árvore.

- Taxa de desconto anual: Corresponde à taxa anual de desconto (juros reais ao ano) que é utilizada no modelo para trazer a valor presente os custos de um ano qualquer.
- Preço de contratos do leilão de transição: Corresponde ao preço de energia a ser contratada no “mega” leilão de energia existente. Os preços demonstram o valor de um contrato iniciando em 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009 com a duração de oito anos.

5.6.2 Dados de Entrada da Distribuidora

- Contratos antigos da distribuidora: montante anual de energia já contratada pela distribuidora (por exemplo, Cotas de Itaipu, PROINFA, Contratos Iniciais e bilaterais firmados) para cada ano do horizonte de estudo.
- Árvore de Crescimento da Demanda (ver capítulo 4): a partir de N cenários de projeção de demanda estabelecidos pelos comitês de estudos de mercado da distribuidora (usualmente $N = 3$), são obtidas as taxas de crescimento anual associadas a cada cenário. Estas taxas são informadas ao modelo, junto com o mercado do ano inicial e a matriz de probabilidade de transição entre taxas de crescimento de um ano para outro. Com isso é produzida uma “árvore” de cenários de crescimento da demanda que representa a incerteza na evolução da mesma.

6 ESTUDO DE CASO: DESCRIÇÃO

6.1 Introdução

Sob a nova regulamentação do setor elétrico, ocorreram três grandes leilões de energia: Primeiro Leilão de Energia Existente, Segundo Leilão de Energia Existente e Leilão de Energia Nova. O primeiro leilão de energia existente ocorreu em 07 de dezembro de 2004, onde foram negociados contratos com início de entrega em 2005, 2006 e 2007, e com duração de 8 anos. O segundo leilão de energia existente foi realizado em 02 de abril de 2005 e estavam disponibilizados contratos para entrega em 2008 e 2009, também com 8 anos de duração. Já o leilão de energia nova ocorreu em 16 de dezembro de 2005, onde foram oferecidos contratos para entrega em 2008, 2009 e 2010, com duração de 15 e 30 anos.

Em cada um destes eventos, as distribuidoras foram chamadas a fazer suas declarações de compra para cada um dos produtos (contratos) ofertados. Isto significa que cada distribuidora fez sua previsão de crescimento de carga e através dela realizou suas avaliações das necessidades de acréscimos de contratos de energia para o futuro.

Utilizando o modelo computacional elaborado neste trabalho, é possível simular o processo de contratação de uma única distribuidora, cuja demanda e necessidades de contratação correspondem à soma das demandas e necessidades individuais de todas as distribuidoras do país. Desta forma, o resultado do modelo computacional para esta distribuidora analisada seria uma estimativa da demanda dos leilões de energia, uma vez que esta demanda representa a declaração conjunta de todas as distribuidoras.

Para este estudo serão simuladas diferentes estratégias de contratação das distribuidoras na ocasião de cada um dos três diferentes leilões de energia ocorridos. A seguir serão apresentados os dados de entrada para simulação e os diferentes casos

(estratégias) considerados. Nos próximos capítulos os resultados das simulações serão apresentados, comparados e analisados.

6.2 Premissas Básicas

O modelo computacional foi utilizado para simular a contratação das distribuidoras à época de cada um dos três leilões ocorridos. Desta forma, os dados de entrada para as simulações deveriam refletir a situação das distribuidoras no momento em que elas fizeram suas declarações de compra de energia. Para simulação de cada um dos leilões, foram utilizados diferentes dados de entradas, como será visto a seguir.

6.2.1 Primeiro Leilão de Energia Existente (EE1)

As tabelas a seguir apresentam os principais parâmetros² utilizados na simulação realizada para o primeiro leilão de energia existente.

Tabela 6-1 - Preços de contrato para os leilões A-5, A-3, A-1, Ajuste e VR (R\$/MWh):

Preços	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
A-1	80	85	90	95	100	100	100	100	100	100
A-5	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
A-3	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Ajuste	70	80	90	95	100	100	100	100	100	100
VR	60	70	120	120	108	108	108	108	108	108

Tabela 6-2 - Cenários de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) (R\$/MWh):

PLD	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Sub	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Sobre	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Tabela 6-3 – Preço de contratos do primeiro leilão de energia existente (R\$/MWh):

2005	2006	2007
55	65	75

² Valores estimados obtidos com a consultoria Mercados de Energia.

Tabela 6-4 - Montante de contratos existentes da distribuidora (GWmed):

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
25.0	19.4	20.4	20.0	19.5	19.6	18.7	18.6	18.3	18.3

6.2.1.1 Árvore de crescimentos da demanda

As taxas de crescimento referentes ao cenário de referência de projeção da demanda do Brasil foram obtidas através de trabalho conjunto com a consultoria Mercados de Energia, cuja metodologia é descrita no Anexo B.

Tabela 6-5 – Cenário de referência do crescimento da demanda do Brasil:

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
6.4%	5.0%	5.5%	5.2%	4.9%	4.7%	4.8%	4.9%	4.4%	4.3%

Porém, é preciso descontar da demanda do país o que é efetivamente relativo ao consumo das distribuidoras. Desta forma, é preciso considerar a participação das distribuidoras no consumo total do país.

Tabela 6-6 – Participação das distribuidoras no consumo de energia do país:

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
79.0%	77.0%	76.0%	76.0%	76.0%	76.0%	75.8%	75.8%	75.8%	75.8%	75.8%

De posse destes valores, é possível traçar o cenário de referência para o crescimento das distribuidoras. Já os cenários alto e baixo foram criados variando 1.5% nas taxas de crescimento anuais do cenário de referência, com o objetivo de recriar a incerteza das distribuidoras em relação às demandas. As taxas de crescimento resultantes estão descritas na tabela abaixo:

Tabela 6-7 – Taxas de crescimento da demanda das distribuidoras:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Alto	3.8%	5.6%	6.7%	6.4%	6.3%	6.0%	6.3%	6.4%	5.9%	5.7%
Ref.	2.3%	4.1%	5.2%	4.9%	4.8%	4.5%	4.8%	4.9%	4.4%	4.2%

Baixo	0.8%	2.6%	3.7%	3.4%	3.3%	3.0%	3.3%	3.4%	2.9%	2.7%
-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

6.2.2 Segundo Leilão de Energia Existente (EE2)

As tabelas a seguir apresentam os principais parâmetros³ utilizados na simulação realizada para o segundo leilão de energia existente.

Tabela 6-8 - Preços de contrato para os leilões A-5, A-3, A-1, Ajuste e VR (R\$/MWh):

Preços	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
A-1	80	85	90	95	100	100	100	100	100	100
A-5	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
A-3	120	125	130	130	130	130	130	130	130	130
Ajuste	70	80	90	95	100	100	100	100	100	100
VR	62	70	120	125	108	108	108	108	108	108

Tabela 6-9 - Cenários de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) (R\$/MWh):

PLD	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Sub	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Sobre	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Tabela 6-10 - Preço de contratos do segundo leilão energia existente (R\$/MWh):

2008	2009
110	115

Tabela 6-11 - Montante de contratos existentes da distribuidora (GWmed):

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
25.2	20.1	21.1	20.1	19.5	19.7	18.9	18.7	18.4	18.4

Vele ressaltar que os montantes de contratos existentes neste momento incluem a energia adquirida no primeiro leilão de energia existente.

³ Valores estimados obtidos com a consultoria Mercados de Energia.

6.2.2.1 Árvore de crescimentos da demanda

Para as taxas de crescimento da demanda para o segundo leilão de energia existente, foram utilizadas premissas que se tinham à época. Assim, formou-se um novo cenário de referência para o crescimento da demanda do país.

Tabela 6-12 – Cenário de referência do crescimento da demanda do Brasil:

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
4.8%	5.3%	5.0%	4.7%	4.6%	4.6%	4.8%	4.9%	4.4%	4.2%

Da mesma forma, foi revista previsão da participação das distribuidoras no consumo total de energia do país.

Tabela 6-13 – Participação das distribuidoras no consumo de energia do país:

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
79.0%	76.6%	76.0%	76.0%	76.0%	76.0%	75.8%	75.8%	75.8%	75.8%	75.8%

De posse destes valores, é possível traçar o cenário de referência para o crescimento das distribuidoras para o segundo leilão de energia existente. Como feito antes, os cenários alto e baixo foram criados variando 1.5% nas taxas de crescimento anuais do cenário de referência, com o objetivo de recriar a incerteza das distribuidoras em relação às demandas. A exceção fica para o ano de 2005, pois como o leilão foi realizado em abril deste ano, a incerteza neste ano é reduzida para uma variação de 0.75%. As taxas de crescimento resultantes estão descritas na tabela abaixo:

Tabela 6-14 – Taxas de crescimento da demanda das distribuidoras:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Alto	2.4%	6.0%	6.5%	6.2%	6.1%	5.8%	6.3%	6.4%	5.9%	5.7%
Ref.	1.6%	4.5%	5.0%	4.7%	4.6%	4.3%	4.8%	4.9%	4.4%	4.2%
Baixo	0.9%	3.0%	3.5%	3.2%	3.1%	2.8%	3.3%	3.4%	2.9%	2.7%

6.2.3 Leilão de Energia Nova (EN)

As tabelas a seguir apresentam os principais parâmetros⁴ utilizados na simulação realizada para o leilão de energia nova. Para esta simulação o ano base é 2005.

Tabela 6-15 - Preços de contrato para os leilões A₋₅, A₋₃, A₋₁, Ajuste e VR (R\$/MWh):

Preços	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
A-1	80	85	90	95	100	100	100	100	100	100
A-5	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
A-3	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Ajuste	70	100	110	120	120	120	120	120	120	120
VR	70	100	110	120	120	120	120	120	120	120

Tabela 6-16 - Cenários de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) (R\$/MWh):

PLD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Sub	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Sobre	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Tabela 6-17 - Preço de contratos do leilão de energia nova (R\$/MWh):

2007	2008	2009
110	115	120

Tabela 6-18 - Montante de contratos existentes da distribuidora (GWmed):

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
25.0	19.5	20.4	20.1	19.5	19.7	18.9	18.7	18.4	18.4

Vele ressaltar que os montantes de contratos existentes neste momento incluem a energia adquirida nos leilões de energia existente realizados.

⁴ Valores estimados obtidos com a consultoria Mercados de Energia.

6.2.3.1 Árvore de crescimentos da demanda

Novamente, para as taxas de crescimento da demanda do leilão de energia nova, foram utilizadas premissas que se tinham à época. Assim, formou-se um novo cenário de referência para o crescimento da demanda do país.

Tabela 6-19 – Cenário de referência do crescimento da demanda do Brasil:

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
4.70%	5.00%	4.90%	4.25%	5.20%	4.34%	4.80%	4.90%	4.36%	4.23%

Da mesma forma, foi revista previsão da participação das distribuidoras no consumo total de energia do país.

Tabela 6-20 – Participação das distribuidoras no consumo de energia do país:

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
76.0%	75.5%	75.5%	75.5%	75.5%	75.0%	75.0%	75.0%	75.0%	75.0%	75.0%

De posse destes valores, é possível traçar o cenário de referência para o crescimento das distribuidoras para o leilão de energia nova. Os cenários alto e baixo foram criados variando 1.5% nas taxas de crescimento anuais do cenário de referência, com o objetivo de recriar a incerteza das distribuidoras em relação às demandas. As taxas de crescimento resultantes estão descritas na tabela abaixo:

Tabela 6-21 – Taxas de crescimento da demanda das distribuidoras:

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Alto	5.8%	6.4%	5.7%	6.7%	5.1%	6.3%	6.4%	5.9%	5.7%	5.7%
Ref.	4.3%	4.9%	4.2%	5.2%	3.6%	4.8%	4.9%	4.4%	4.2%	4.2%
Baixo	2.8%	3.4%	2.7%	3.7%	2.1%	3.3%	3.4%	2.9%	2.7%	2.7%

6.2.4 Função Objetivo

Para este estudo, as distribuidoras foram consideradas bastante avessas aos seus próprios riscos. Desta forma, foi utilizado na função objetivo $\lambda = 90\%$, o que representa

as distribuidoras objetivando minimizar quase somente seus próprios riscos, dando, porém, um pequeno peso a tarifa para seu consumidor. Isto porque, caso λ fosse igual a 100% (minimizar exclusivamente custos da distribuidora), o modelo de otimização poderia escolher uma estratégia que sacrificasse demais a tarifa para o consumidor, em troca de um ganho muito pequeno nos custos exclusivos da distribuidora. Porém, sabemos que o valor repassado para tarifa dos consumidores cativos também é um ponto de interesse para as distribuidoras, pois isto influi diretamente no seu grau de satisfação, inadimplência etc. Logo esta foi a hipótese considerada mais realista.

6.3 Casos Analisados

Para cada leilão simulado, foram analisadas quatro diferentes formas de planejamento para as distribuidoras declararem suas demandas nos leilões. Estas diferentes estratégias são explicadas a seguir.

6.3.1 Plano Fixo com Cenário Mínimo (Caso A)

Neste caso foi utilizado somente o cenário de baixo crescimento de demanda para basear a decisão da distribuidora. Esta situação é possível de se emular no modelo computacional através da matriz de transição de probabilidades, fazendo com que somente o cenário de baixo crescimento tenha probabilidade de ocorrer. Assim, esta matriz teria a seguinte forma para o Caso A:

Tabela 6-22 – Matriz de Transição de Probabilidades (Caso A):

$\downarrow t \setminus t+1 \rightarrow$	Alto	Médio	Baixo
Alto	0%	0%	0%
Médio	0%	0%	0%
Baixo	0%	0%	100%

Desta forma, o programa irá otimizar as contratações da distribuidora dando peso zero para os custos ocorridos nos nós que não estejam no cenário baixo. Seria como se a distribuidora “soubesse” exatamente qual a demanda que irá ocorrer ao longo do tempo.

6.3.2 Plano Fixo com Cenário de Referência (Caso B)

Neste caso foi utilizado somente o cenário de crescimento de demanda de referência para basear a decisão da distribuidora. Esta situação é representada no modelo computacional através da seguinte matriz de transição de probabilidades:

Tabela 6-23 – Matriz de Transição de Probabilidades (Caso B):

$\downarrow t \setminus t+1 \rightarrow$	Alto	Médio	Baixo
Alto	0%	0%	0%
Médio	0%	100%	0%
Baixo	0%	0%	0%

Neste caso, o programa irá otimizar as contratações da distribuidora dando peso zero para os custos ocorridos nos nós que não estejam no cenário de referência.

6.3.3 Plano Fixo com Cenário Máximo (Caso C)

Neste caso foi utilizado somente o cenário de crescimento alto de demanda para basear a decisão da distribuidora. Esta situação é emulada no modelo computacional com a seguinte matriz de transição de probabilidades:

Tabela 6-24 – Matriz de Transição de Probabilidades (Caso C):

$\downarrow t \setminus t+1 \rightarrow$	Alto	Médio	Baixo
Alto	100%	0%	0%
Médio	0%	0%	0%
Baixo	0%	0%	0%

Novamente, o programa irá otimizar as contratações da distribuidora dando peso zero para os custos ocorridos nos nós que não estejam no cenário alto.

6.3.4 Estratégia Dinâmica com Três Cenários (Caso D)

Já para este caso, serão considerados todos os três cenários de evolução da demanda traçados. Com as taxas de crescimento obtidas pelos cenários de demanda, é

construída a árvore de demanda com abertura de três ramificações para cada ano, como detalhado no capítulo 4. Desta forma, será feita uma *decisão sob incerteza*.

Para a primeira transição deste caso, que parte de um valor único de demanda na raiz para três evoluções possíveis no ano seguinte, foi feita a seguinte partilha das probabilidades: 30% de probabilidade de evoluir para o cenário alto, 40% de probabilidade de evoluir para o cenário de referência e 30% de probabilidade de evoluir para o cenário baixo. Para os demais anos, foi uniformizado que, dado a ocorrência de um cenário (alto, médio ou baixo) no instante t , a probabilidade no instante $t + 1$ de o mesmo cenário se realizar é de 40%. Já uma mudança na tendência teria 30% de chance de ocorrer para cada cenário diferente do ano anterior. Assim, a matriz de transição tem a seguinte forma:

Tabela 6-25 – Matriz de Transição de Probabilidades:

$\downarrow t \setminus t+1 \rightarrow$	Alto	Médio	Baixo
Alto	40%	30%	30%
Médio	30%	40%	30%
Baixo	30%	30%	40%

Com isto, ao longo destas transições, todos os nós da árvore formada têm alguma probabilidade de ocorrência. Isto significa que todos eles serão considerados para função objetivo no problema de minimização dos custos.

7 ESTUDO DE CASO: RESULTADOS

7.1 Introdução

Como foi detalhado no capítulo anterior, foram feitos quatro casos para simulação em cada um dos leilões realizados: primeiro leilão de energia existente, segundo leilão de energia existente e leilão de energia nova. Os resultados destas simulações consistem nas demandas a declarar das distribuidoras para cada produto dos leilões.

Assim como no exemplo do capítulo 3, uma pergunta poderia ser feita: lembrando que o resultado do caso A foi obtido minimizando os custos da distribuidora onde somente o cenário baixo é vislumbrado, a quais riscos esta distribuidora estaria sujeita caso adotasse o resultado do caso A para compra do leilão e no futuro ocorressem diferentes cenários? Esta pergunta valeria ainda para o caso B e C. Para respondê-la será realizada uma comparação da contratação nos diferentes casos frente a um crescimento de demanda incerto para distribuidora. Assim, é possível analisar a importância de uma estratégia dinâmica de contratação, onde se enxergue as possíveis realizações futuros e não somente um cenário determinístico.

O quadro abaixo traça o roteiro do estudo realizado:

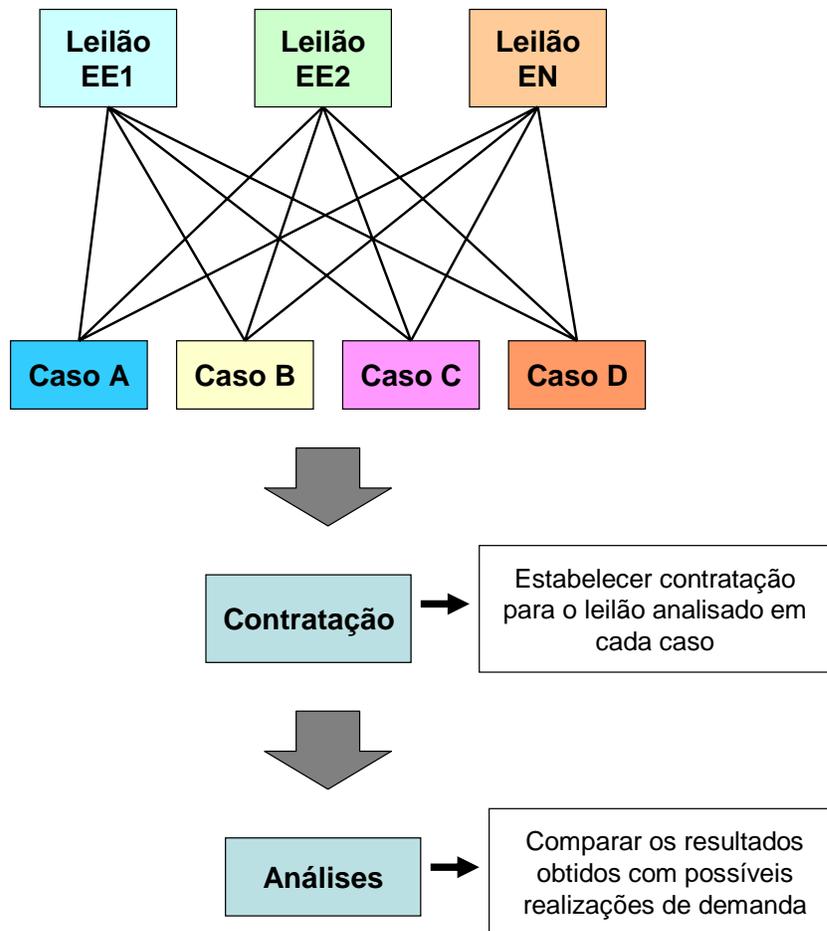


Figura 7-1 – Resumo do estudo realizado

7.2 Resultados para Leilão EE1

A figura 7.2 indica o montante a ser contratado para o leilão EE1 para os produtos 2006, 2007 e 2008 nos diferentes casos analisados, em GW médios.

Demanda para Leilão de Energia Existente 1

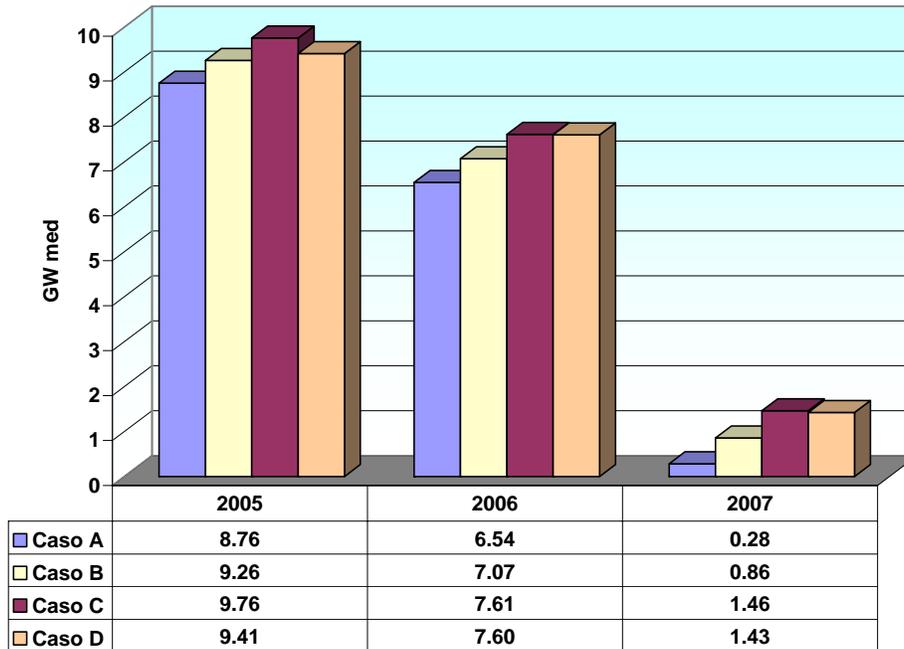


Figura 7-2 – Resultado das contratações para Leilão EE1

Como era de se esperar, o caso A (baseado no cenário mínimo) contrata menos que todos os outros. De forma inversa, o caso C (baseado no cenário máximo) é o que contrata mais. Porém, é importante notar que é justamente este caso que se aproxima mais do caso D (utilizando os três cenários), e não o caso B (baseado no cenário médio de referência), ao contrário do que se poderia supor intuitivamente.

7.2.1 Análises para Leilão EE1

Para fazer uma análise comparativa dos resultados para os diferentes casos, o modelo computacional foi utilizado considerando a árvore de demanda construída exatamente como no caso D. Porém, o problema é alterado para que as declarações de demanda do leilão EE1 não sejam mais uma variável de decisão, e sim um dado de entrada. Ou seja, a contratação de demanda para este leilão já estará definida como o resultado obtido nas simulações anteriores, apresentadas na figura 7.2. O que o modelo irá fazer é minimizar os custos da distribuidora frente aos diversos cenários de demanda através dos futuros leilões e descontrações.

A seguir são apresentados os resultados de sub e sobre-contratação desta análise para a simulação de cada um dos casos.

7.2.1.1 Sub-Contratação

O gráfico a seguir indica as sub-contratações médias para os quatro casos de contratação no leilão EE1. Os valores estão em percentagem da demanda.

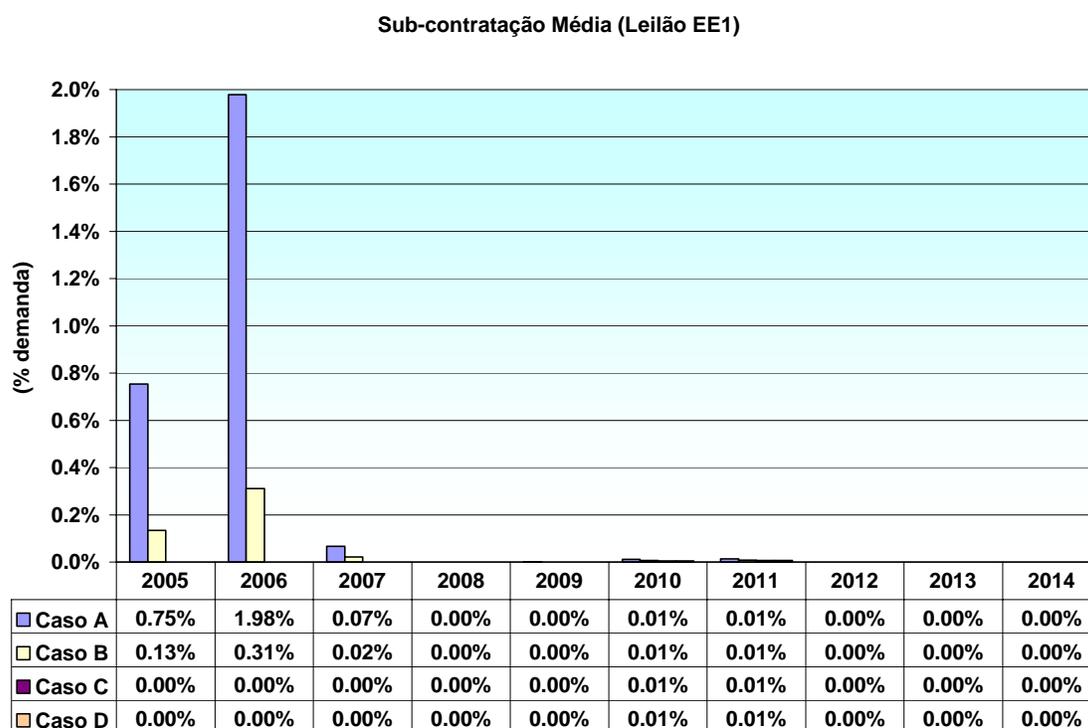


Figura 7-3 – Resultado Sub-Contratação Média para Leilão EE1

Conforme se pode observar no gráfico acima, o caso A apresenta as maiores médias de sub-contratação. Em seguida vem o caso B. Isto já era de esperar, dado que as contratações do caso A e B para leilão de 2005, 2006 e 2007 foram baseada no cenário baixo e médio de demanda, respectivamente, não enxergando o cenário alto de demanda. Também por isso os maiores valores de sub-contratação para estes casos ocorrem justamente nos anos de 2005, 2006 e 2007. Isto porque as decisões de compra para estes

anos não eram variáveis de decisão da otimização, mas um dado de entrada pré-estabelecido.

Vale ressaltar que estes valores apresentam uma média ponderada pela probabilidade de todos os cenários simulados para cada ano. A curva de permanência de 2010, apresentada no gráfico abaixo, ilustra melhor a distribuição de sub-contratação ao longo dos cenários deste ano.

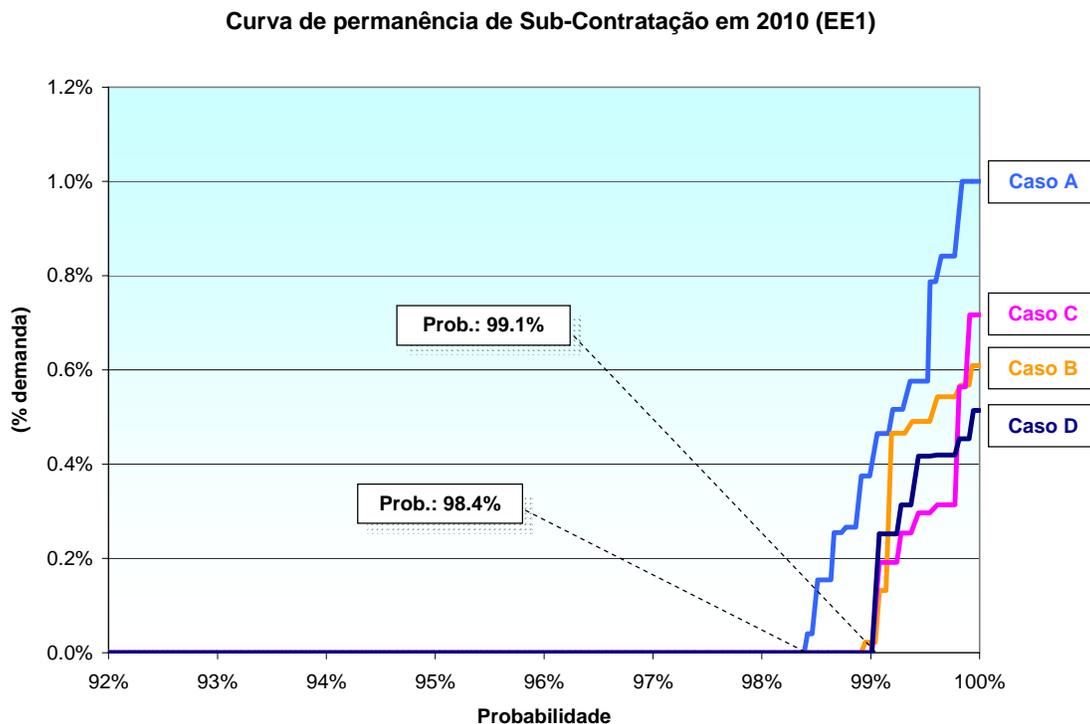


Figura 7-4 – Curva de permanência de Sub-Contratação em 2010 para Leilão EE1

Pelo gráfico acima é possível verificar que o percentual de cenários onde não houve sub-contratação na simulação do caso A foi de 98.4%, atingindo uma sub-contratação máxima de 1% da demanda. Já para o caso D, o percentual de cenários onde não há sub-contratação sobe para 99.1%, e o valor da máxima sub-contratação ficou em 0.5%. Os casos B e C apresentam números intermediários.

7.2.1.2 Sobre-Contratação

O gráfico a seguir indica as sobre-contratações médias para os quatro casos de contratação no leilão EE1. Os valores estão em percentagem da demanda.

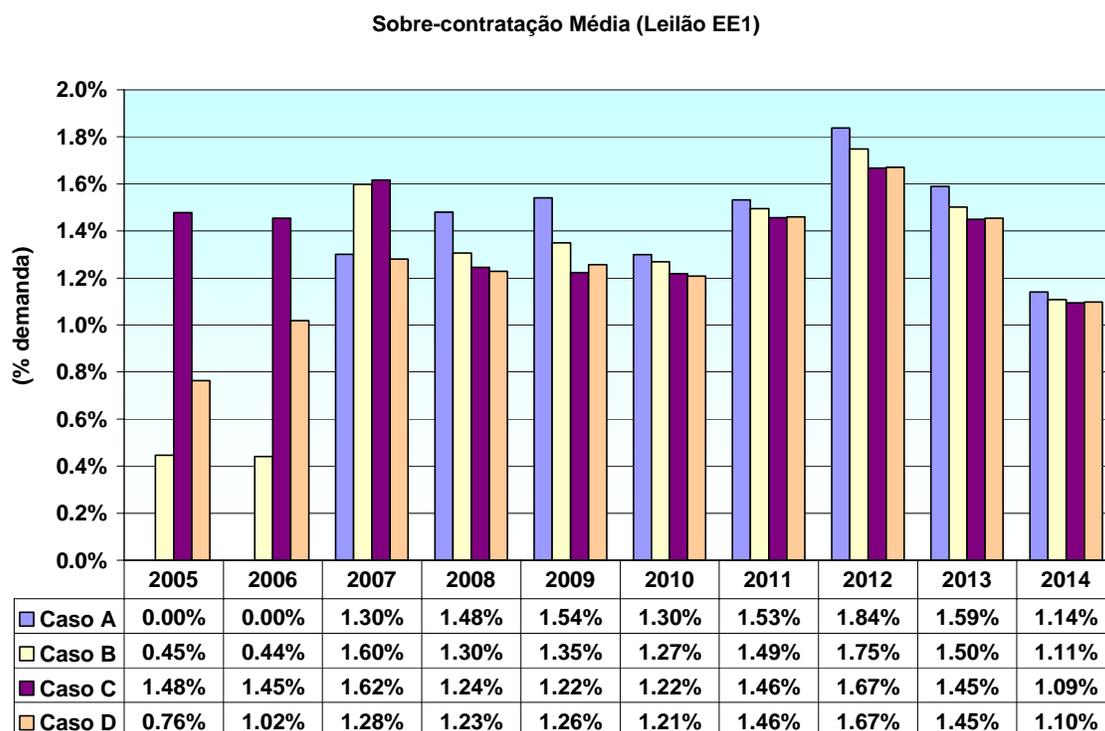


Figura 7-5 – Resultado Sobre-Contratação Média para Leilão EE1

De 2005 a 2007, o caso C apresenta as maiores médias de sobre-contratação, coerente com a premissa de sua contratação ser baseada no cenário de maior demanda. Porém, a partir de 2008 o caso A passa a ter as maiores médias de sobre-contratação. Isto porque, como a contratação para o leilão de energia existente para 2005, 2006 e 2007 no caso A foi baseada no cenário de baixa demanda, a distribuidora necessitaria compensar com grandes compras nos leilões de energia nova, para entregas a partir de 2008. Uma vez que estes leilões não permitem descontrações de parte da energia contratada, a distribuidora perde uma importante ferramenta para se ajustar às incertezas na demanda.

Pode-se observar também que, em média, todos os casos estão com sobre-contratação abaixo de 3% da demanda, que é o limite para repasse às tarifas. Mas isto não significa que não houve custos em nenhum cenário por sobre-contratação, como pode ser visto na curva de permanência do gráfico abaixo para o ano de 2010.

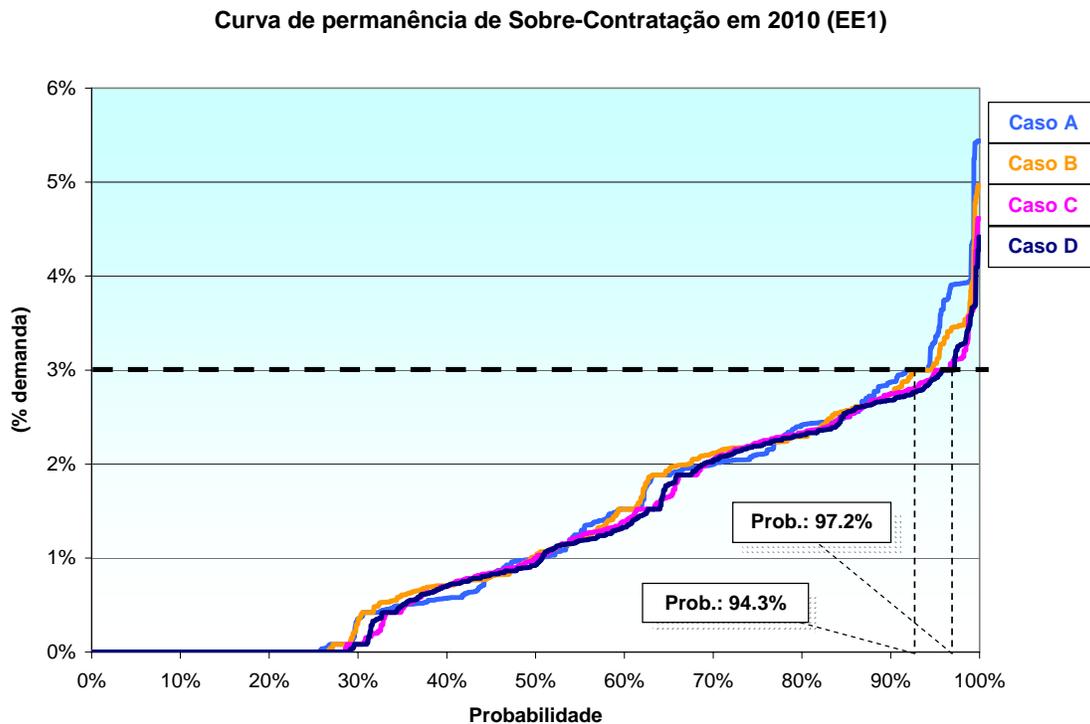


Figura 7-6 – Curva de permanência de Sobre-Contratação em 2010 para Leilão EE1

Pelo gráfico acima é possível se verificar que para os casos A e B não houve problema de repasses por sobre-contratação para 94% dos cenários. Já para os casos C e D este percentual sobe para 97%. Porém para o restante dos cenários (6% para os casos A e B, e 3% para os casos C e D), houve uma sobre-contratação acima de 3% da demanda, que não pode ser repassada para tarifa, acarretando em custos para distribuidora.

7.2.1.3 Penalidades

Para fazer uma comparação direta entre os casos analisados, é apresentado o gráfico com o somatório das penalidades médias anuais trazidas a valor presente, tanto por sub-contratação como por sobre-contratação. Vale ressaltar que não há interesse nos valores absolutos apresentados neste gráfico, mas sim na comparação dos resultados entre os casos.

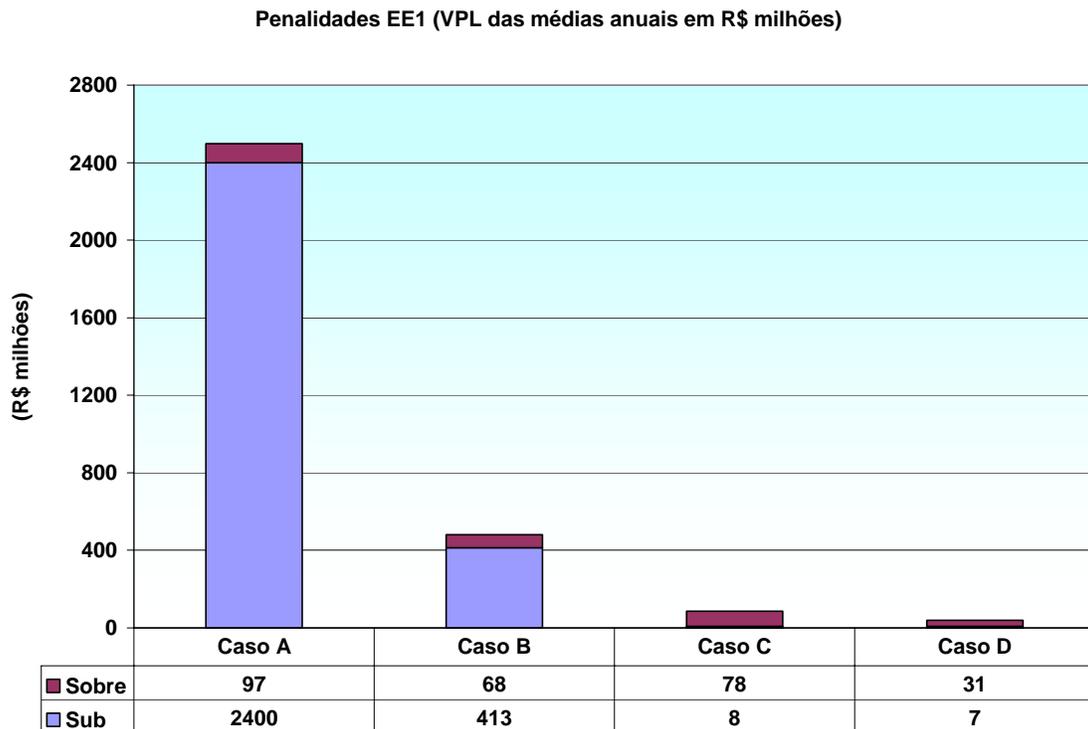


Figura 7-7 – Penalidades Sub e Sobre-contratação para Leilão EE1

Conforme se pode verificar no gráfico acima, os casos A e B tiveram o pior desempenho para distribuidora. Isto porque estes cenários basearam sua contratação para o leilão EE1 sem considerar o cenário de máxima contratação. Quando esta contratação é “testada” com cenários que apresentem demanda maiores que as previstas, houve dificuldades no planejamento das contratações e descontrações futuras, o que se comprova pelas grandes penalidades sofridas por sub-contratação nestes casos.

O caso C apresenta penalidade de sobre-contratação praticamente igual ao caso D, porém sua penalidade de sobre-contratação é duas vezes maior. Fica evidenciada nestes resultados a vantagem da estratégia de contratação adotada no caso D em comparação aos planos fixos de contratação baseados em um cenário de demanda somente.

7.2.1.4 Leilão Realizado

No gráfico abaixo é apresentada uma comparação entre as contratações estimadas pelo caso D (baseado na estratégia dinâmica considerando a árvore de demanda) e a demanda realmente declarada pelas distribuidoras para o leilão EE1.

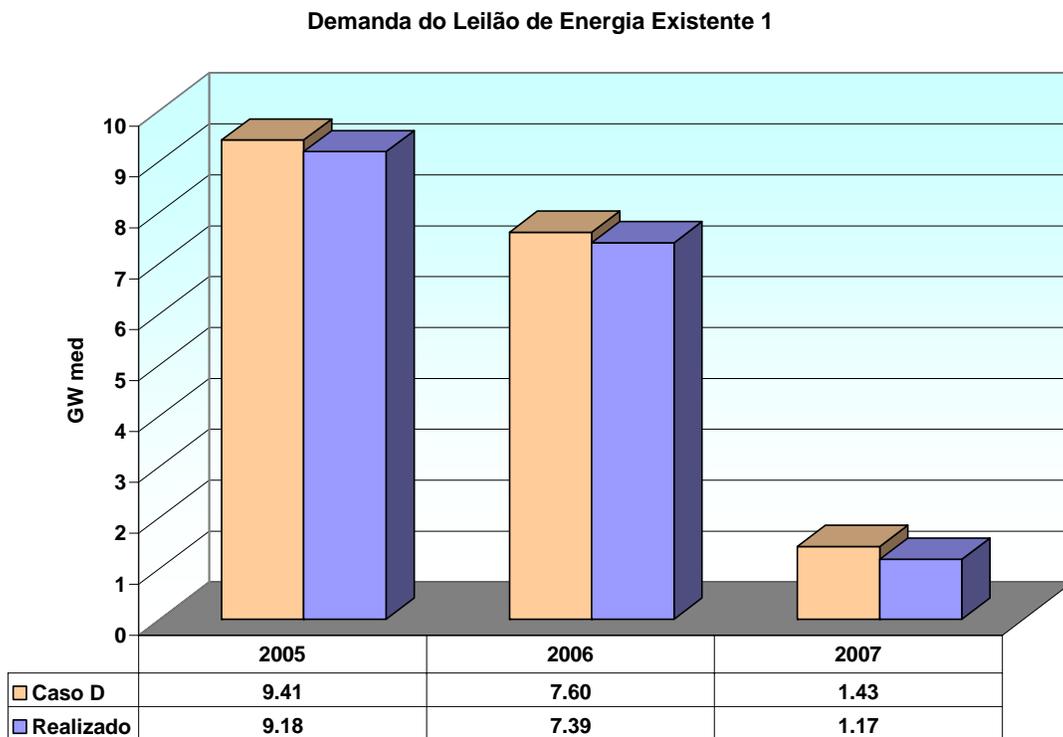


Figura 7-8 – Demanda Realizada e Simulação para Leilão EE1

Verificando os valores apresentados no gráfico acima, pode-se considerar que os resultados da simulação do caso D e os verificados no leilão EE1 são bastante próximos. Isto traz a indicação de que as distribuidoras de energia fizeram suas declarações de

necessidade de demanda para este leilão de energia baseadas em estratégias que consideram diversos cenários de crescimento de demanda e os mecanismos propostos pela nova regulamentação (limites de sub/sobre-contratação, descontração etc).

7.3 Resultados para Leilão EE2

A tabela indica o montante a ser contratado para o leilão EE2 para os produtos 2008 e 2009 nos diferentes casos analisados, em GW médios.

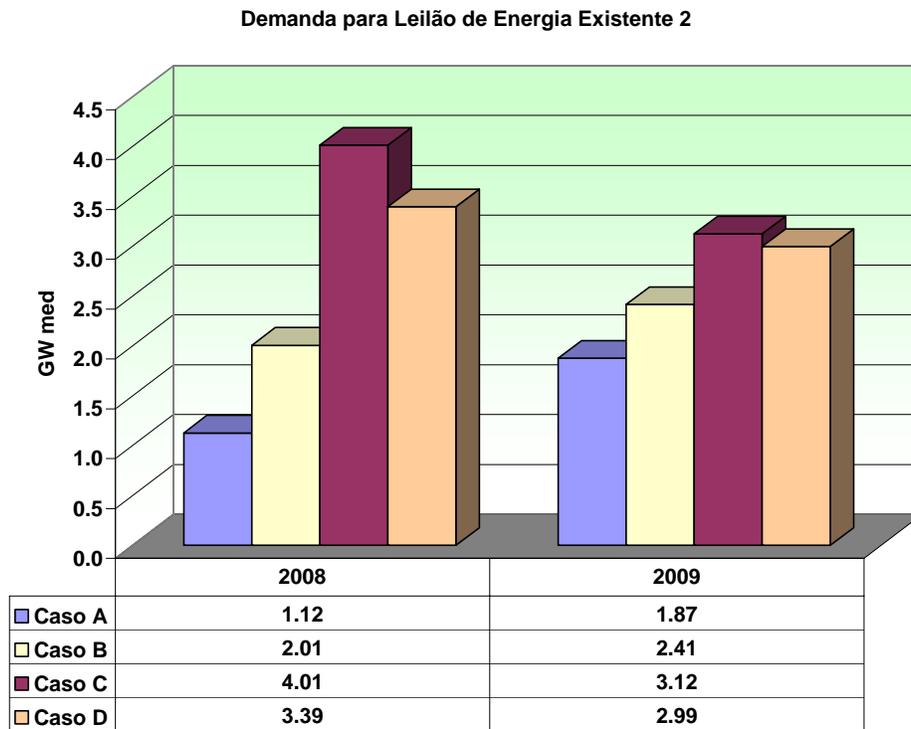


Figura 7-9 – Resultado das contratações para Leilão EE2

Como era de se esperar, o caso A (baseado no cenário mínimo) contrata menos que todos os outros. No outro extremo, o caso C (baseado no cenário máximo) é o que contrata mais. Nota-se também que o caso D (utilizando os três cenários) se aproxima mais do caso C, ao invés do caso B (baseado no cenário médio de referência).

7.3.1 Análises para Leilão EE2

A seguir são apresentados os resultados das análises para o Leilão EE2, com os valores médios de sub-contratação e sobre-contratação para a simulação de cada um dos casos.

7.3.1.1 Sub-Contratação

O gráfico a seguir indica as sub-contratações médias para os quatro casos de contratação no leilão EE2. Os valores estão em percentagem da demanda.

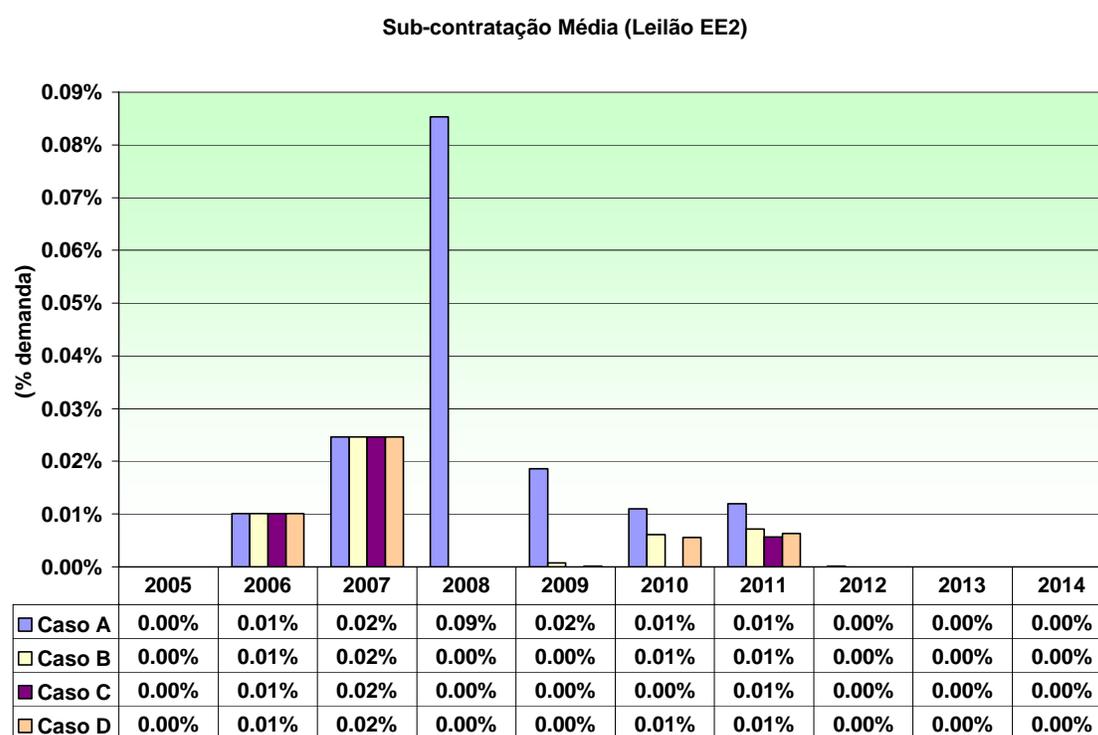


Figura 7-10 – Resultado Sub-Contratação Média para Leilão EE2

Como era de se esperar, o caso A apresenta as maiores médias de sub-contratação. Interessante notar também as grandes médias de sub-contratação para os anos de 2008 e 2009 que só ocorrem para o caso A. Isto porque são justamente nestes anos as datas de entrega de energia dos contratos do segundo leilão de energia existente, cujos montantes estão pré-estabelecidos como dado de entrada.

A curva de permanência de sub-contratação para o ano de 2010 é apresentada no gráfico abaixo.

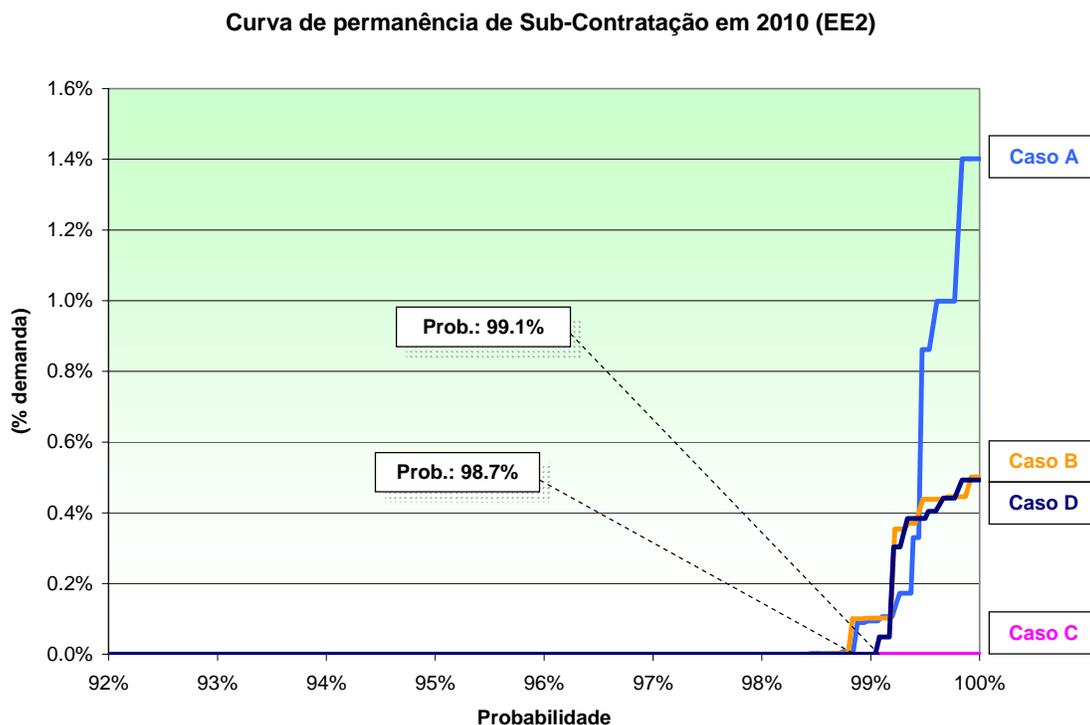


Figura 7-11 – Curva de permanência de Sub-Contratação em 2010 para Leilão EE2

Pelo gráfico acima é possível verificar que o percentual de cenários onde não houve sub-contratação na simulação para o caso A e para o caso B foi de 98.7 %. No caso A o valor máximo atingiu 1.4% da demanda, enquanto para o caso B este valor chegou à máxima de 0.5% da demanda. Para o caso D, o percentual de cenários onde não há sub-contratação sobe para 99.1%, e o valor da máxima sub-contratação ficou em 0.5%. Já para o caso C, em nenhum cenário houve sub-contratação.

7.3.1.2 Sobre-Contratação

O gráfico a seguir indica as sobre-contratações médias para os quatro casos avaliados no leilão EE2. Os valores estão em percentagem da demanda.

Sobre-contratação Média (Leilão EE2)

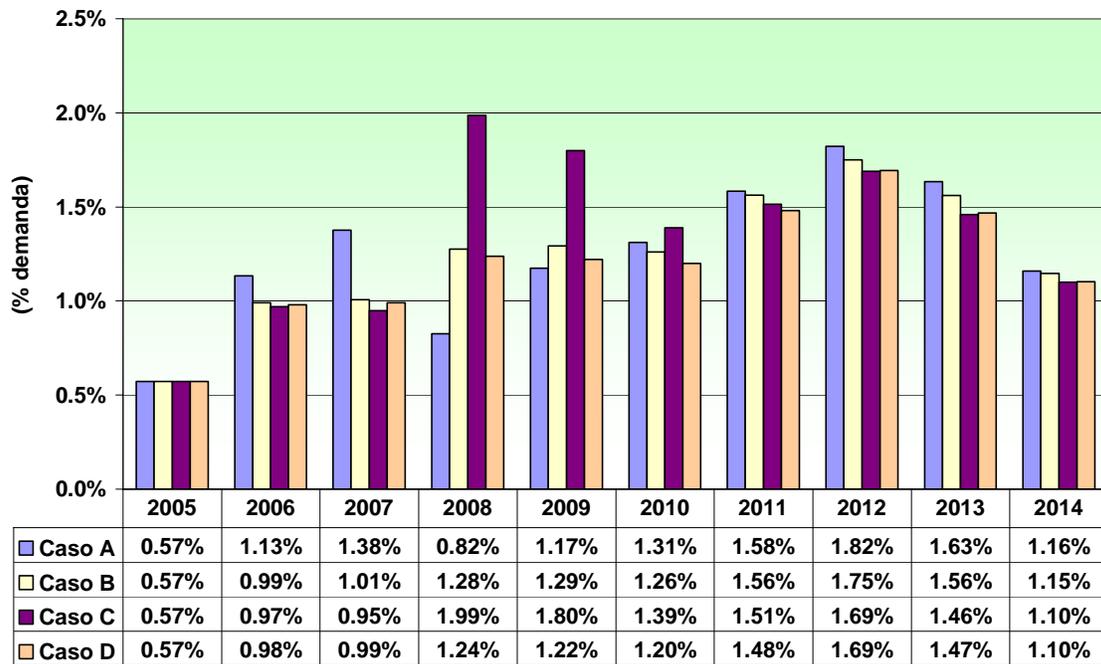


Figura 7-12 – Resultado Sobre-Contratação Média para Leilão EE2

De 2005 a 2007, o caso A apresenta as maiores médias de sobre-contratação. Isto porque neste caso a distribuidora deve manter uma alta taxa de sobre-contratação (não realizando descontrações) para compensar ao máximo a baixa contratação para os anos de 2008 e 2009 (pré-fixadas na figura 7.9). Justamente por isto, nestes anos o caso A apresenta as menores médias de sobre-contratação. A partir de 2010, o caso A volta a apresentar as maiores médias de sobre-contratação, reflexo da necessidade de maiores compras de energia nova, que não permite descontração. De maneira inversa, o caso C apresenta as menores médias de sobre-contratação de 2005 a 2007. Em 2008 e 2009 tem as maiores médias de sobre-contratação, e nos anos posteriores passa novamente a apresentar as menores médias de sobre-contratação.

Os casos B apresenta médias de sobre-contratação levemente superiores ao caso D, e ambos estão sempre intermediários aos casos A e C.

A curva de permanência de sobre-contratação para o ano de 2010 é apresentada no gráfico a seguir.

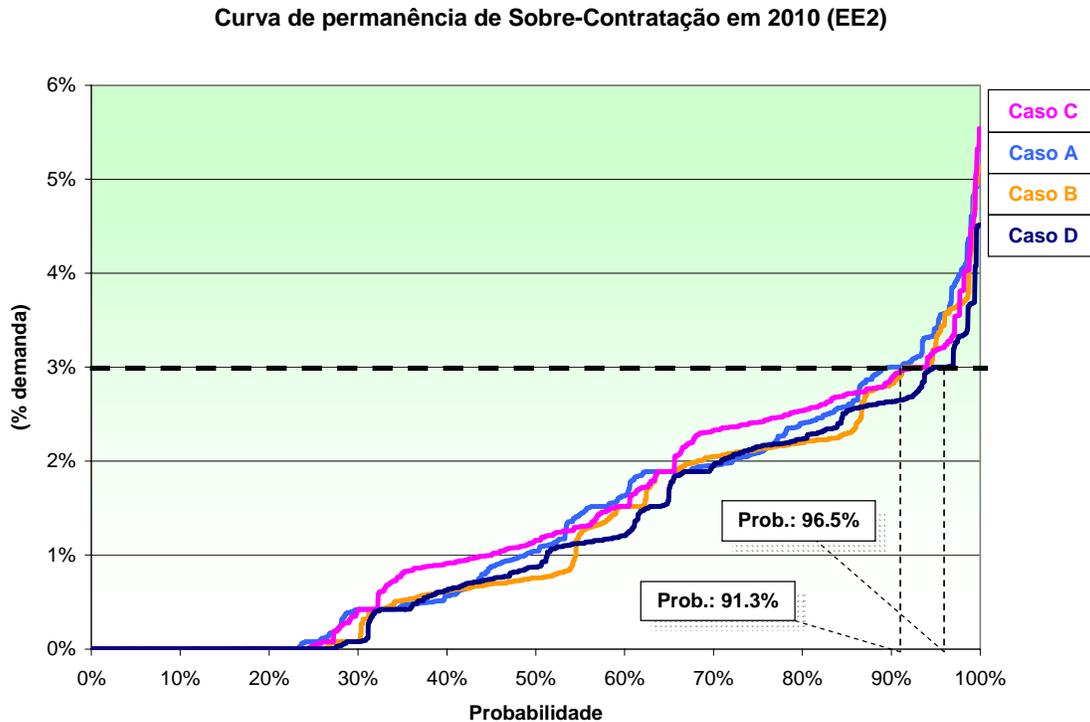


Figura 7-13 – Curva de permanência de Sobre-Contratação em 2010 para Leilão EE2

Pelo gráfico acima é possível se verificar que para os casos A, B e C não houve problema de repasses por sobre-contratação para 91% dos cenários. Porém, para o caso C a sobre-contratação máxima chegou a 5.5% da demanda, enquanto para o caso A foi de 4.9% e para o caso B foi de 4.5%.

Já para o caso D o percentual de cenários com sobre-contratação abaixo de 3% da demanda é de 96.5%. A sobre-contratação máxima foi de 4.5% da demanda.

7.3.1.3 Penalidades

Para fazer uma comparação direta entre os casos analisados, é apresentado o gráfico com o somatório das penalidades médias anuais trazidas a valor presente, tanto por sub-contratação como por sobre-contratação.

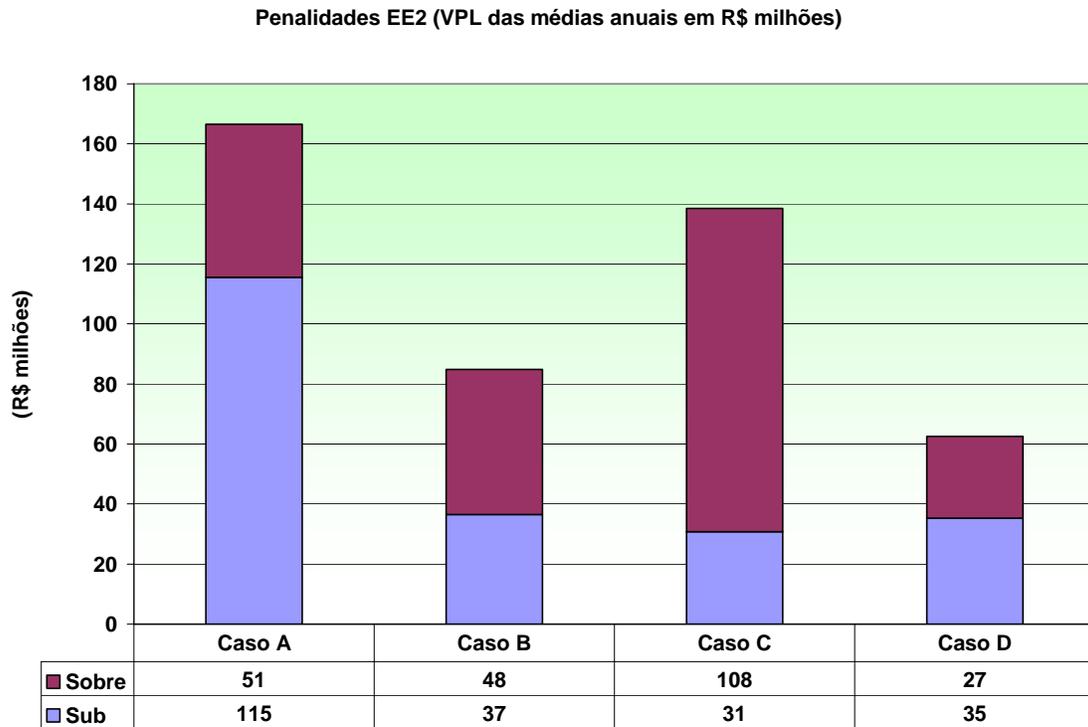


Figura 7-14 – Penalidades Sub e Sobre-contratação para Leilão EE2

O caso A, cuja contratação foi baseada no cenário de baixa demanda, teve a maior penalidade por sub-contratação. De modo inverso, o caso C, cuja contratação foi baseada no cenário de alta demanda, teve a maior penalidade por sobre-contratação. Novamente, o caso D apresenta a menor penalidade total nesta análise do leilão EE2.

7.3.1.4 Leilão Realizado

No gráfico abaixo é apresentada uma comparação entre as contratações estimadas pelo caso D (baseado na estratégia dinâmica considerando a árvore de demanda) e a demanda realmente declarada pelas distribuidoras para o leilão EE2.

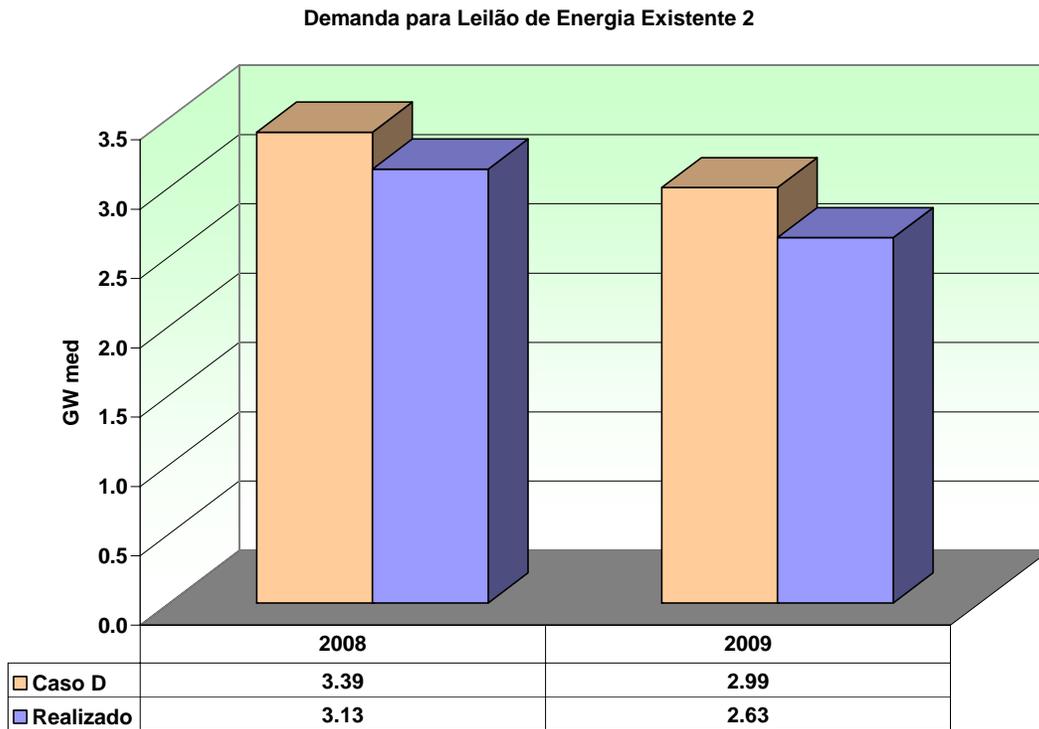


Figura 7-15 – Demanda Realizada e Simulação para Leilão EE2

Ainda que com menor aproximação que no leilão EE1, o gráfico acima mostra grande proximidade entre a necessidade de contratação estimada pelo caso D e a realmente declarada pelas distribuidoras no leilão EE2.

7.4 Resultados para Leilão EN

A tabela indica o montante a ser contratado para o leilão EN para os produtos 2008, 2009 e 2010 nos diferentes casos analisados, em GW médios.

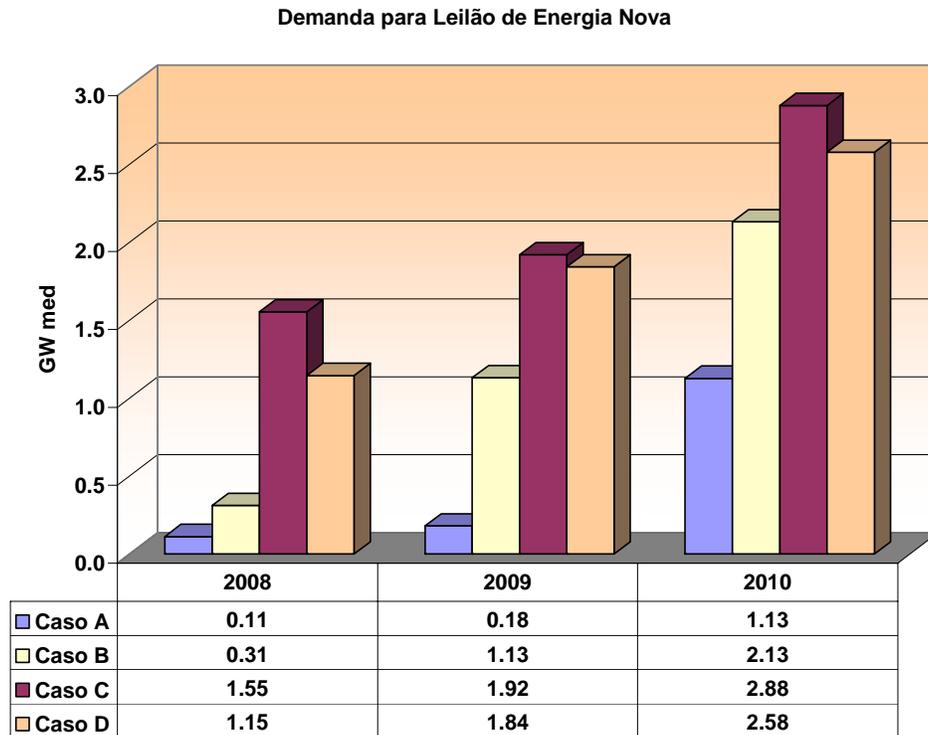


Figura 7-16 – Resultado das contratações para Leilão EN

O caso C foi o que apresentou os maiores montantes de contratação, seguido pelo caso D. Em comparação a estes, houve muito pouca contratação para os casos B e A, em especial para este último.

7.4.1 Análises para Leilão EN

A seguir são apresentados os resultados das análises para o Leilão EN, com os valores médios de sub-contratação e sobre-contratação para a simulação de cada um dos casos.

7.4.1.1 Sub-Contratação

O gráfico a seguir indica as sub-contratações médias para os quatro casos analisados no leilão EN. Os valores estão em percentagem da demanda.

Sub-contratação Média (Leilão EN)

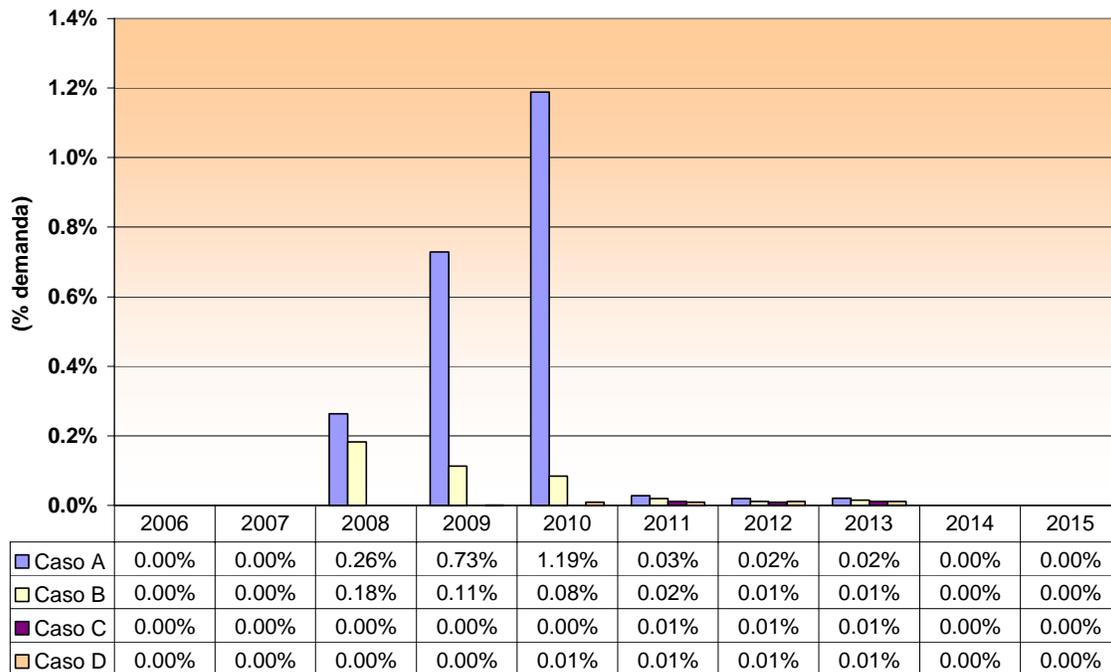


Figura 7-17 – Resultado Sub-Contratação Média para Leilão EN

Conforme se pode observar no gráfico acima, o caso A apresenta as maiores médias de sub-contratação em média. Em seguida vem o caso B. Isto já era esperado, dado que as contratações do caso A e B para leilão de energia nova com entrega em 2008, 2009 e 2010 foram baseada no cenário baixo e médio de demanda, respectivamente, não enxergando o cenário alto de demanda. Também por isso os maiores valores de sub-contratação para estes casos ocorrem justamente nos anos de 2008, 2009 e 2010. Isto porque as decisões de compra para estes anos não eram variáveis de decisão da otimização, mas um dado de entrada pré-estabelecido.

A curva de permanência de sub-contratação para o ano de 2011 é apresentada no gráfico a seguir.

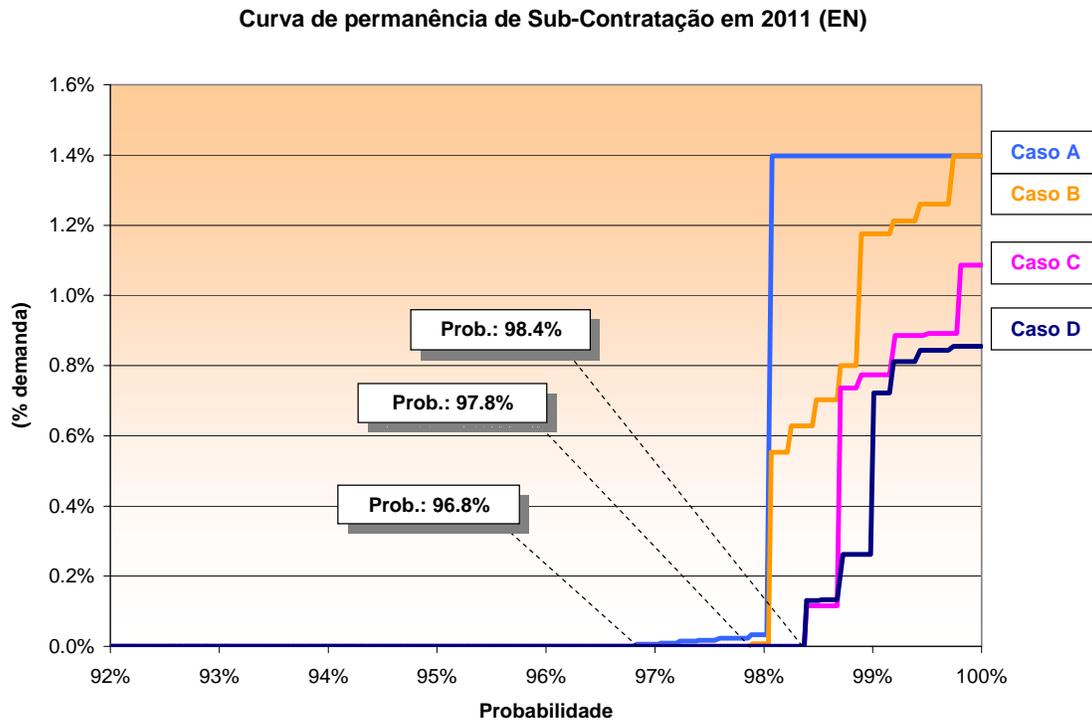


Figura 7-18 – Curva de permanência de Sub-Contratação em 2011 para Leilão EN

Pelo gráfico acima é possível verificar que o percentual de cenários onde não houve sub-contratação na simulação para o caso A foi de 96.8 % e para o caso B e C foi de 97.8%. O valor máximo para o caso A atingiu 1.4% da demanda, igual ao caso B, enquanto para o caso C este valor chegou à máxima de 0.7% da demanda.

Para o caso D, o percentual de cenários onde não há sub-contratação foi de 98.5%, e o valor da máxima sub-contratação ficou em 0.9% da demanda.

7.4.1.2 Sobre-Contratação

O gráfico a seguir indica as sobre-contratações médias para os quatro casos analisados no leilão EN. Os valores estão em percentagem da demanda.

Sobre-contratação Média (Leilão EN)

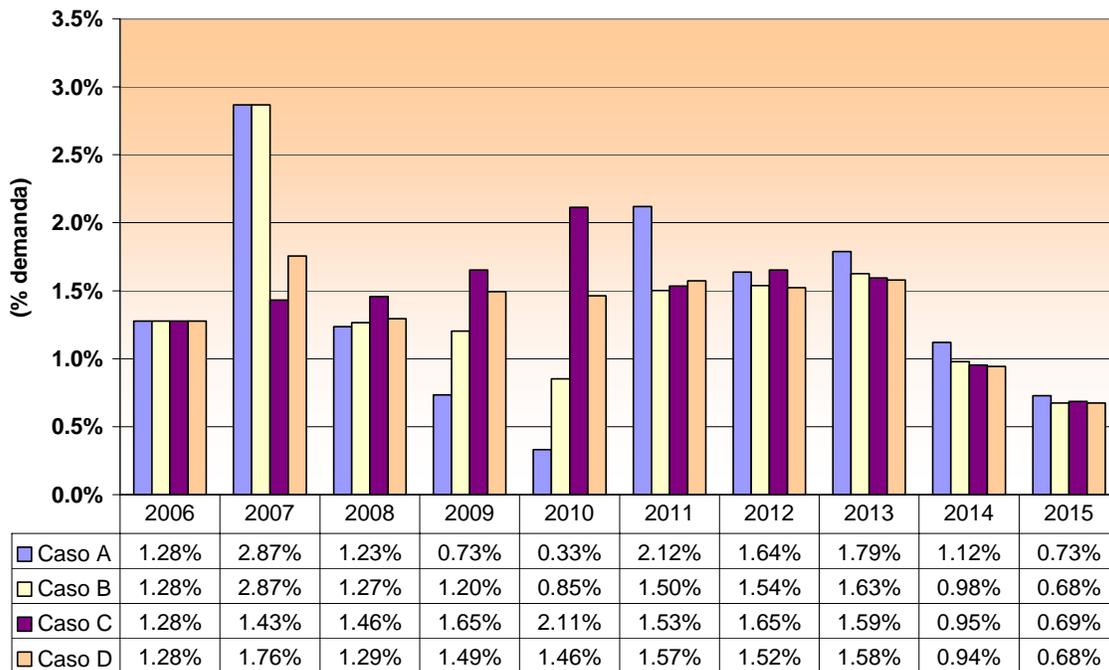


Figura 7-19 – Resultado Sobre-Contratação Média para Leilão EN

Devido às baixas contratações para 2008 no leilão de energia nova, os casos A e B devem acumular “gordura” em 2007, daí suas grandes médias de sobre-contratação nestes anos. De 2008 à 2010, o caso C apresenta as maiores médias de sobre-contratação, coerente com a premissa de que neste caso as contratações para estes anos foram baseada no cenário alto de demanda. Em relação ao caso A, para compensar sua baixa contratação no período 2008-2010, a distribuidora deve contratar muita energia a partir de 2011, o que fez este caso voltar a apresentar as maiores taxas de sobre-contratação.

A curva de permanência de sobre-contratação ano de 2011 é apresentada no gráfico a seguir.

Curva de permanência de Sobre-Contratação em 2011 (EN)

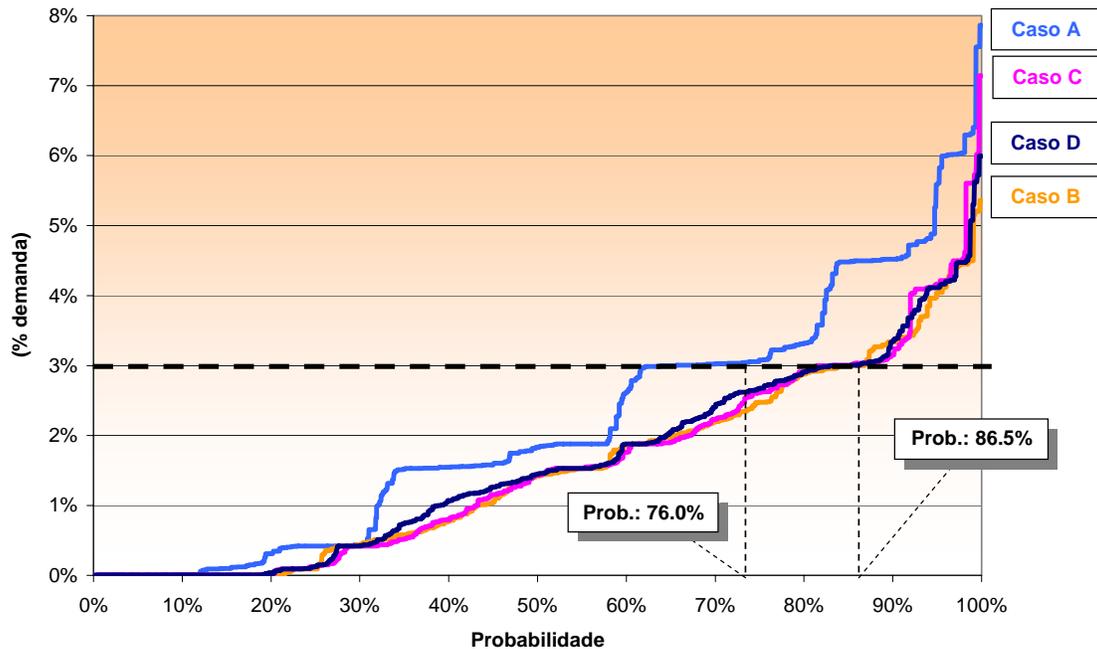


Figura 7-20 – Curva de permanência de Sobre-Contratação em 2011 para Leilão EN

Para o caso A, 71% dos cenários tem sobre-contratação abaixo de 3% da demanda. Ou seja, no restante dos cenários (29%) há custos em relação ao limite de repasse. O caso C apresenta 81.9% dos cenários com sobre-contratação abaixo de 3% da demanda e os casos D e B têm 85.4% dos cenários abaixo do limite de repasse.

A sobre-contratação máxima chega a 7.4% da demanda para o caso A, 7% para o caso C, 5.9% para o caso D e 5.4% para o caso B.

7.4.1.3 Penalidades

Para fazer uma comparação direta entre os casos analisados, é apresentado o gráfico com o somatório das penalidades médias anuais trazidas a valor presente, tanto por sub-contratação como por sobre-contratação.

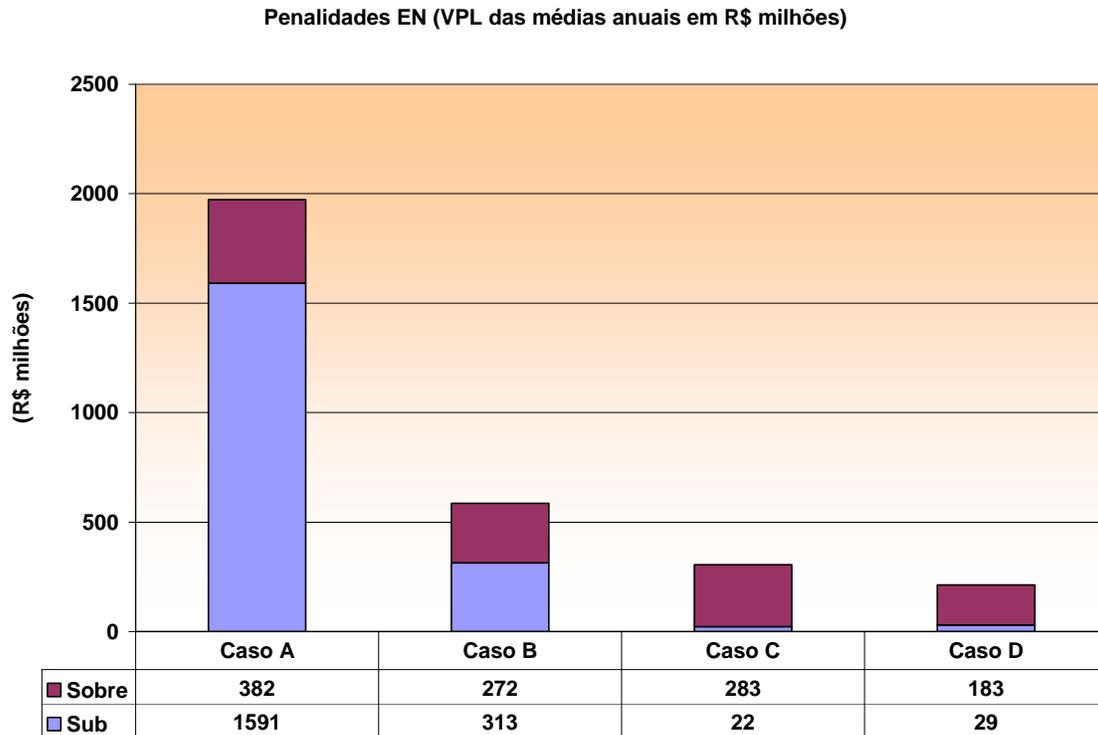


Figura 7-21 – Penalidades Sub e Sobre-contratação para Leilão EN

O caso A, cuja contratação foi baseada no cenário de baixa demanda, teve a maior penalidade por sub-contratação. De modo inverso, o caso C, cuja contratação foi baseada no cenário de alta demanda, teve a maior penalidade por sobre-contratação. Novamente, o caso D apresenta a menor penalidade total nesta análise do leilão EN.

7.4.1.4 Leilão Realizado

No gráfico abaixo é apresentada uma comparação entre as contratações estimadas pelo caso D (baseado na estratégia dinâmica considerando a árvore de demanda) e a demanda realmente declarada pelas distribuidoras para o leilão EN.

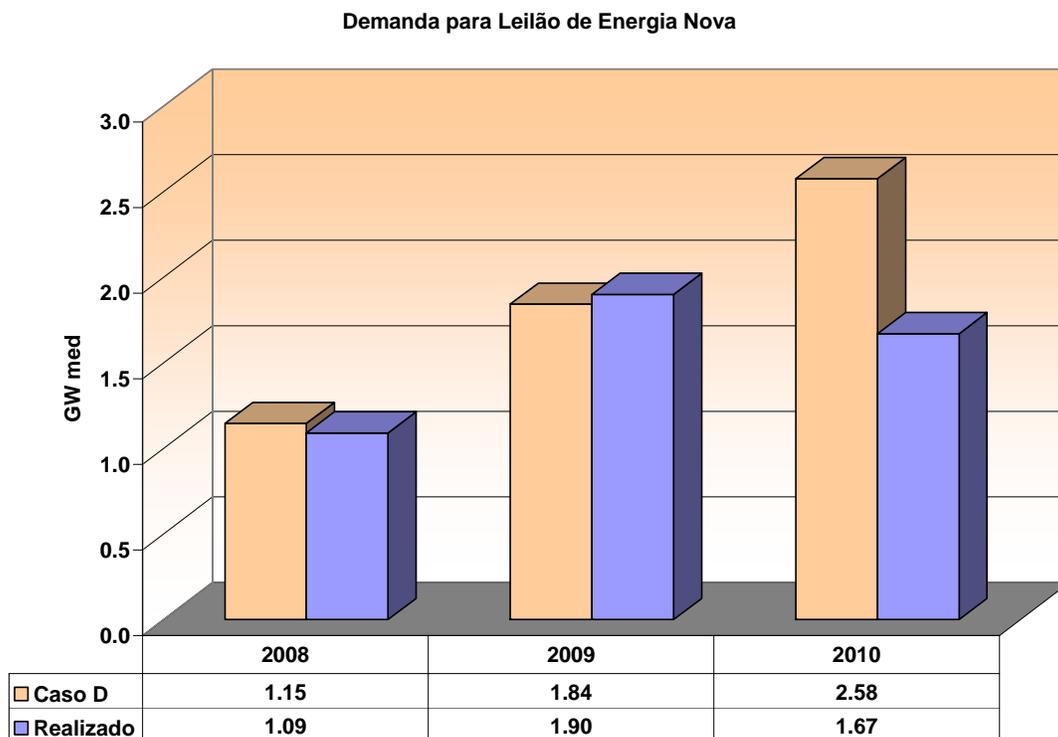


Figura 7-22 – Demanda Realizada e Simulação para Leilão EN

Verificando os valores apresentados no gráfico acima, percebe-se que para os anos de 2008 e 2009 as demandas estimadas pelo caso D é bastante próxima às declaradas pelas distribuidoras nos leilões. Por outro lado, para o ano de 2010, a diferença é bastante elevada. Estima-se que esta discrepância de valores se deva aos seguintes fatores: (i) conservadorismo nas previsões de crescimento para o longo prazo, (ii) escolha das distribuidoras em deixar parte da demanda a ser contratada no futuro leilão de A-3 em 2007 (para entrega em 2010), quando haveria menos incerteza na evolução da demanda, apesar das restrições de repasse caso a distribuidora fique acima da média do VR e, finalmente, (iii) existência de outros contratos ou opções que valeriam a partir de 2010 e não são de domínio público.

8 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

8.1 Conclusões

As novas regras do setor elétrico brasileiro trouxeram importantes obrigações às distribuidoras com relação a sua contratação de energia e repasse de preço a seus consumidores. No desempenho das distribuidoras esta um papel chave para atingir dois objetivos principais do novo modelo: garantir a segurança de suprimento e a modicidade tarifária.

Assim, da mesma forma que atribui penalidades ao não cumprimento das metas indicadas, a nova regulamentação oferece diversos instrumentos que permitem às distribuidoras o gerenciamento e mitigação de seus riscos, principalmente em relação à incerteza na evolução da demanda. Por exemplo, como mecanismos para gerenciamento de sobre-contratação, pode-se repassar para tarifa até 3% de compras acima da demanda e reduzir contratos de energia existente em 4% do montante inicial. Já para se evitar a sub-contratação, a distribuidora conta com leilões de energia com diferentes prazos de entrega e duração. Inclusive com leilões de ajuste cuja entrega de energia é realizada dentro do próprio ano de compra, limitados a 1% da demanda da distribuidora. Se mesmo depois de utilizados os mecanismos, a distribuidora estiver sobre-contratada, não há uma penalização imposta pelo regulador, e sim uma proibição de repasse para o consumidor final dos custos da sobre-contratação. Já a sub-contratação, além de proibir o repasse dos custos integrais de compra no mercado de curto prazo (caso seja maior que VR), impõem uma multa para distribuidora proporcional ao montante sub-contratado.

Desta forma, o principal desafio para uma distribuidora de energia consiste em definir uma boa estratégia de contratação de sua energia considerando a incerteza da demanda e os instrumentos de gerência de risco oferecidos pela regulamentação para minimizar as penalizações (assimétricas) devido à sub e sobre contratação.

Neste trabalho, buscou-se mostrar a importância da decisão sob incerteza quando se trabalha com problemas de natureza estocástica, como é a contratação de energia para cobertura do crescimento futuro da demanda. Neste sentido, foi desenvolvida uma ferramenta computacional que permite a uma distribuidora estabelecer uma estratégia de contratação que minimize seus riscos de sub e sobre-contratação, além de risco de repasse, considerando a incerteza na demanda e minimizando suas penalidades. O modelo desenvolvido foi utilizado nesta dissertação para ilustrar esta gerência de riscos através de exemplos e estudos de casos aplicados ao sistema Brasileiro.

Com base nos resultados obtidos através das comparações de penalidades nos resultados do estudo realizado para os três leilões (ver itens 7.2.1.3, 7.3.1.3 e 7.4.1.3), o estabelecimento de uma contratação baseada em apenas um cenário de demanda deixa a distribuidora desprotegida em relação a diferentes realizações de demanda, em geral propensa à sub-contratação caso tenha mirado cenários de baixo crescimento, e à sobre-contratação caso tenha mirado cenários de alto crescimento. É interessante notar que fazendo uma contratação baseado-se no cenário de crescimento médio de demanda (de maior probabilidade) não se atinge o menor valor esperado por penalidades de sub/sobre-contratação quando se simula a realização de diversos cenários de demandas.

Outro ponto que merece destaque é que os resultados obtidos ilustram que há uma sinalização mais forte para se evitar a sub-contratação que a sobre-contratação. Isto pode ser verificado na comparação dos casos, onde o caso A, cuja contratação é baseada no cenário de baixa demanda, sempre apresenta maior custo por penalidades em relação ao caso C, cuja contratação é baseada no cenário de alta demanda. Esta assimetria de penalidades entre sub e sobre contratação torna a decisão de contratação ainda mais complexa, reforçando a necessidade de se buscar modelos computacionais de otimização estocástica que auxiliem nesta tarefa.

Em resumo, as mudanças na contratação do mercado cativo de energia, trazidas pela implementação do marco regulatório do setor elétrico, demandam novas ferramentas

de gerenciamento de risco para os agentes. Grande parte deste risco se deve à tomada de decisões de impacto futuro num ambiente de incerteza na evolução da demanda. Conforme ilustrado nesta dissertação, as formas tradicionais de se tratar o problema, com planos fixos de contratação obtidos minimizando os custos de contratação para um cenário determinístico, não aproveitam inteiramente todos os instrumentos oferecidos às distribuidoras pela regulamentação para mitigação destas incertezas. Assim, o desenvolvimento de novas metodologias e ferramentas torna-se necessário para gerenciar estes desafios e garantir uma melhor gestão de riscos para a distribuidora.

8.2 Trabalhos Futuros

Finalmente, nesta sessão são apresentados dois tópicos para continuidade dos trabalhos: um proposto para aperfeiçoamento do modelo desenvolvido, outro para se aprofundar ao tema.

8.2.1 PLD para cada cenário de demanda

No modelo computacional desenvolvido, há a possibilidade de se informar dois cenários de PLD, um cenário caso a distribuidora esteja sobre-contratada, outro cenário caso a distribuidora esteja sub-contratada.

Desta forma, admite-se que quando a distribuidora estiver sub-contratada, a maioria das demais distribuidoras também estará. Caso contrário, ela conseguiria adquirir contratos da sobra de outras distribuidoras através do MCSD. E havendo esta necessidade de contratação das distribuidoras, a lógica é que os preços spot estejam elevados. E numa situação de sub-contratação, quanto maior o PLD, maior o prejuízo para distribuidora (ver item 5.4.1).

De modo análogo, quando a distribuidora estiver sobre-contratada, existe a tendência de que as demais também estejam. Caso contrário, ela conseguiria passar contratos que estejam sobrando para outras distribuidoras através do MCSD. E havendo

excesso de contratação pelas distribuidoras, a lógica é que os preços spot estejam baixos. E numa situação de sobre-contratação, quanto menor o PLD, maior o prejuízo para distribuidora (ver item 5.4.2).

Uma forma simplificada de se tratar esta relação entre nível de contratação da distribuidora e os preços spot, foi criar dois cenários de PLD possíveis. Porém, a evolução dos preços spot também é um evento incerto, com diversos cenários possíveis de realização. Mais ainda, com forte correlação com a evolução da demanda.

Assim, uma evolução proposta para o modelo computacional seria a possibilidade de se considerar um preço spot para cada nó da árvore de demanda. Ou seja, a árvore de demanda também estaria ligada a uma árvore de preços spot.

8.2.2 Devolução de contratos no ACR

Como foi visto (ver item 2.4), a nova regulamentação do setor permite a devolução de parte da energia existente contratada pela distribuidora por variações de sua demanda. Neste caso, seria como a distribuidora tivesse o direito de “vender” de volta para a geradora 4% do contrato de energia a cada ano, pelo mesmo preço de compra. Ou seja, existe uma *opção de venda* (“put”) embutida neste contrato.

Ao se calcular a estratégia ótima de contratação conjunta de todas as distribuidoras do país, o modelo computacional simula a ação racional das distribuidoras para as decisões futuras frente ao crescimento incerto da demanda. Além de estabelecer as compras nos leilões para os diversos cenários futuros, o modelo computacional também estima a descontração das distribuidoras para se adequar ao seu mercado.

Esta informação é de grande importância para dois agentes: geradores de energia existente e consumidores livres. Para o cálculo das curvas de oferta das geradoras nos leilões de energia, é preciso levar em consideração o risco de devolução de parte do montante negociado. Isto é, a geradora deve precificar a “put” que ela estará vendendo

junto com o contrato de energia existente. Já os consumidores livres, que negociam diretamente sua energia com os geradores, poderiam estimar a possibilidade de se conseguir energia existente no futuro. Como esta é teoricamente a opção mais barata de contratação, os consumidores livres poderiam aproveitar as sobras das distribuidoras e atender sua demanda com energia existente devolvida.

9 REFERÊNCIAS

- (1) BRASIL **Decreto Presidencial** N° 5.163, de 31 de Julho de 2004.
- (2) AZEVEDO, J. B. L.; VELLOSO, C. G.; DAVID, J. M. **Projeção do mercado de energia elétrica para o Plano Decenal de Expansão**. XVI SNPTEE, Campinas, 2001.
- (3) PEREIRA, M. V. F.; MCCOY, M. F.; MERYLL, H. M. **Managing risk in the new power business**. IEEE Computer Applications in Power, Volume: 13, Issue: 2, April 2000, Pages:18 – 24
- (4) GOREISTIN, B. G.; CAMPODÓNICO, N. M.; J.P.COSTA, PEREIRA, M. V. F. **Power System Planning Under Uncertainty**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, Feb.1993
- (5) DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. **Investment Under Uncertainty**. Princeton University Press, 1994.
- (6) KEENEY, R.; RAIFFA, R. **Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Trade-offs**. Wiley, 1976.
- (7) Xpress – Dash Optimization: <http://www.dashoptimization.com.br>
- (8) ROSENBLATT J.; TRINKENREICH J. **Avaliação da Economicidade de Usinas de Menores Prazos de Implantação Face a Restrições Financeiras e Incertezas**. XI SNPTEE
- (9) BREIPOHL A.; LEE F. N.; HUANG J.; FENG Q. **Sample Size Reduction in Stochastic Production Simulation**. IEEE/PES 1990 Winter Meeting, 1990
- (10) BILLINTON R.; ALLAN R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. Pitman Advanced Publishing Program, Nova.York 1984
- (11) CROUSILLANT E. **Risk and Uncertainty in Power Planning**. UNDP General Review Seminar, Tunis, 1988
- (12) EPRI, **Mathematical Decomposition Techniques for Power System Expansion Planning**, Report EL-5209, vol.1-5, Feb.1988
- (13) FARBER M.; BRUSGER E.; GERBER N. **Multi-objective Integrated Decision Analysis System**, EPRI, vol.2, 1988
- (14) EPRI, **RISKMIN: An Approach to Risk Evaluation in Electric Resource Planning**, Report EL-5851, vol.1, Aug.1988
- (15) MERRIL H. M.; A. J. WOOD **Risk and Uncertainty in Power System Planning**, 10th. PSCC, Austria, Aug. 1990
- (16) DANTZIG G. B.; P. W. GLYNN **Proceedings of the Workshop on Resource Planning under Uncertainty for Electric Power Systems**, Stanford University, Jan.1989
- (17) ERMOTIEY Y.; R. J. B. WETS, **Numerical Techniques for Stochastic Optimization**. Springer-Verlag, Berlin, 1988
- (18) EPRI, **Electric Generation Expansion Analysis System**, Report EL-2561, Aug.1982

- (19) HALTER, A. N.; DEAN, G. W. **Decision Under Uncertainty**. South-Western Publishing Co., 1971
- (20) COSTA, J.P.; CAMPODÓNICO, N. M.; GORENSTIN, B. G.; PEREIRA, M.V.F. **A Model for Optimal Energy Expansion in Interconnected Hydrosystems**. 10th PSCC, Austria, Aug. 1990
- (21) PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. **Stochastic optimization of a hydroelectric system: a decomposition approach**. Water Resources Research vol 21(6), 1985
- (22) BENDERS, J. F. **Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems**. Numer. Math 4, 1962
- (23) DAHER, M. J. **Generation Expansion Planning with Demand Uncertainty**. MSc Thesis Dissertation, UNICAMP, Jun.1989
- (24) GORENSTIN, B. G.; CAMPODÓNICO, N. M.; COSTA, J. P.; PEREIRA, M.V.F. **Power System Planning Under Uncertainty**., IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, Feb.1993
- (25) PEREIRA, M. V. F.; CAMPODÓNICO, N. M.; GORENSTIN, B. G.; COSTA, J. P. **Application of Stochastic Optimization to Power System Planning and Operation**, invited paper, Proceedings of the IEEE Stockholm Power Tech, pages 234-239, June 18-22, 1995
- (26) AIRES, J. C. O.; PINTO, L. M. V. G.; FONTOURA FILHO, R. N. **Criteria and Planning Models Considering Uncertainty**. VI ERLAC, Foz do Iguaçu, May 1995
- (27) MIRANDA, V.; PINTO, L.M.V.G.; **A Model for Considering Uncertainties in Electric System Operation**. XI SNPTEE, Rio de Janeiro, 1991
- (28) BIRGE, J.; LOUVEAUX, F. **Introduction to Stochastic Programming**. Springer, 1997
- (29) FUSARO, P. **Energy Risk Management: Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Market**. McGraw-Hill, 1998
- (30) PRATT, J. **Risk Aversion in the Small and in the Large**. Econometrica, v.32, n.1-2, pp.122-130
- (31) KEENEY, R.; RAIFFA R., **Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Trade-offs**. Wiley, 1976
- (32) RUDNICK, H.; BARROSO, L.A.; SKERK, C.; BLANCO, A. **South American reform lessons - twenty years of restructuring and reform in Argentina, Brazil, and Chile**. IEEE Power and Energy Magazine, Vol 3, July-Aug. 2005.
- (33) PEREIRA, M. V.; BARROSO, L. A.; ROSENBLATT, J. **Supply adequacy in the Brazilian power market**. Proceedings of the IEEE General Meeting, Denver, 2004.
- (34) OREN, S. **Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land**. 16, UCEI Publications, September 2005.
- (35) VAZQUEZ, C.; RIVER, M.; ARRIAGA I. P. **A market approach to long-term security of supply**. IEEE Trans. on Power Systems, 2002
- (36) ECLAC, **Instruments to stimulate investment and guarantee energy security in the Southern Cone countries**. Seminar, Santiago, Chile, (in Spanish) October 6, 2004

- (37) MAURER, L.; PEREIRA, M. V.; ROSENBLATT, J. **Implementing Power Rationing in a Sensible Way**: Lessons Learned and International Best Practices, Energy and Mining Sector Board Discussion Paper, The World Bank Group, 2004.
- (38) RUNICK, H.; MONTERO, J.P. **Second Generation Electricity Reforms in Latin America and the California Paradigm**. Journal of Industry, Competition and Trade 2 (1-2), June 2002, pp. 159-172
- (39) TURVEY, R. **Ensuring adequate generation capacity**, Utilities Policy 11 (2003) 95–102
- (40) OCANA,C.; HERITON, A. **Security of Supply in Electricity Markets – Evidence and Policy issues**, OECD/IEA, 2002
- (41) BARROSO, L. A.; ROSENBLATT, J.; BEZERRA, B.; RESENDE A.; M. PEREIRA **Auctions of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform**. Proceedings of the IEEE General Meeting, 2006, Montreal, Canada.
- (42) GORENSTIN, B.; COSTA, J.; PEREIRA, M. V.; CAMPODÓNICO, N. **Modelo de Planejamento da Expansão de Sistemas Hidrotérmicos sob Incertezas e Restrições Financeiras**. SNPTEE, 1995
- (43) TORTELLY, D. L. S.; AIRES, J. C. O.; SENRA, P. M. A.; PEREIRA, M. V. F.; LIMA, M. C. A.; MELLO, J. C. O.; GORENSTIN, B. G. **Expansion Planning Under Uncertainty and Competition** - Techniques and Models Applied to LIGHT's Integrated Resource Plan. SEPOPE
- (44) STREET, A.; GRANVILLE, S.; VEIGA, A.; BARROSO, L. A.; KELMAN, R.; CAHUANO, J.; ROSENBLATT, J.; THOMÉ, L.; PEREIRA, M. V. ; FARIA, E. **Estratégias de atuação de agentes geradores sob incerteza em leilões de contratos de energia elétrica**. SNPTEE, 2005

10 APÊNDICE A - Detalhamento da metodologia proposta

10.1 Matrizes Auxiliares

Antes de apresentar o problema em si, é necessário introduzir o conceito de duas matrizes auxiliares, que serão utilizadas diversas vezes na formulação da modelagem: matriz *Arvore* e matriz *Caminhos*.

10.1.1 Arvore

A matriz *arvore* associa, por etapa, cada cenário da árvore de demanda a um nó de decisão. Lembrando que um cenário é uma trajetória completa, desde a raiz até uma folha da árvore de demanda. Assim, em uma determinada etapa, um mesmo nó pode estar associado a diferentes cenários, como pode ser visto pelo exemplo ilustrado abaixo.

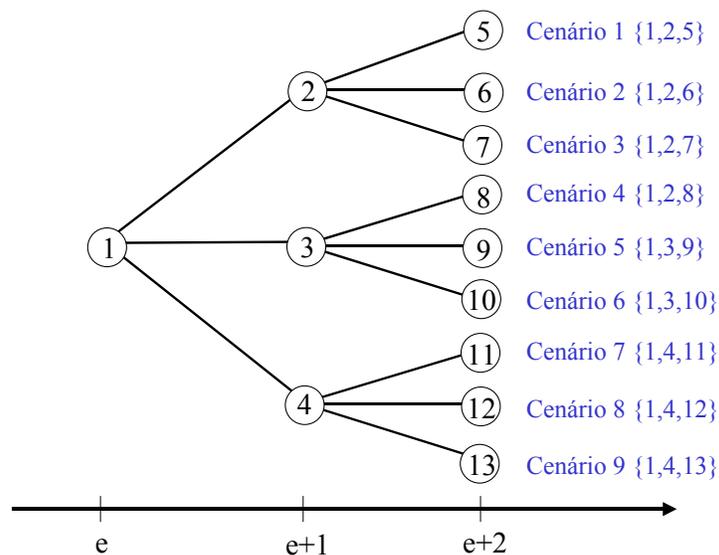


Figura 10-1 – Árvore, nós de decisão e cenários de demanda.

Pela figura, podemos ver, por exemplo, que o nó 2 participa dos cenários 1, 2 e 3 na etapa e+1. Já o nó 1 (raiz) participa de todos os cenários na etapa inicial.

10.1.2 Caminhos

Esta matriz quadrada tem nas suas colunas e linhas os nós da árvore de decisão, e os campos $caminhos(n', n)$ igual a 1 se n pertence ao mesmo cenário de n' (n é filho de n'), e 0 caso contrário.

	Nó 1	Nó 2	Nó 3	Nó 4	...	Nó n
Nó 1	0	0	0	0	•••	0
Nó 2	1	0	0	0	•••	0
Nó 3	1	0	0	0	•••	0
Nó 4	1	0	0	0	•••	0
	•	•	•	•		•
	•	•	•	•		•
	•	•	•	•		•
Nó n	1	0	0	1	•••	0

Figura 10-2 – Matriz *caminhos*

Como consequência, esta é uma matriz triangular inferior, pois um nó n não pode ser filho de um outro nó n' pertencente a uma etapa futura (lembrando a ordem crescente da numeração dos nós). Desta forma, sempre que quisermos percorrer uma trajetória da árvore de decisão e ir acumulando o valor de algum vetor para cada nó visitado, devemos fazer o produto matricial deste vetor e a matriz caminho.

10.2 Definição: *contratado x contratar*

Nesta primeira restrição, é definida a relação entre a variável de decisão de energia a contratar de cada leilão a cada nó (*Contratar*) e o montante efetivamente contratado, de cada leilão em cada nó (*Contratado*). Para saber quanto haverá de energia contratada de um leilão l em um nó n , devemos somar todas as decisões de compra deste leilão para os nós anteriores que pertençam ao mesmo cenário de n e que respeitem os prazos de entrega e duração dos contratos do leilão l .

Assim, a relação entre energia a contratar e efetivamente contratada é estabelecida da seguinte forma:

$$\text{Contratado}(n, l) = \sum_{n' \in \text{Nó}} \text{Contratar}(n', l) \times \text{caminhos}(n', n)$$

para n' tal que $\text{entrega}(l) < \text{etapa}(n) - \text{etapa}(n') < \text{duracao}(l)$

para $n \in \text{Nó}_{total}$, $l \in \text{Leilão}$

onde:

- $\text{Contratado}(n, l)$ matriz com montante contratado de um leilão l em um nó n ;
- $\text{Contratar}(n', l)$ matriz com montante a contratar de um leilão l em um nó n' ;
- $\text{caminhos}(n', n)$ matriz binária com as ligações entre os nós n e n' ;
- $\text{entrega}(l)$ vetor com os prazos de entrega de um contrato do leilão l ;
- $\text{duracao}(l)$ vetor com os prazos de duração de um contrato do leilão l ;
- $\text{etapa}(n)$ etapa (ano) do nó n ;
- Nó_{total} conjunto de todos os nós da árvore de decisão;
- Leilão conjunto de todos os leilões (Ajuste, A-1, A-3 e A-5).

10.3 Restrições da Demanda

Nestas restrições são definidos os montantes de sub (abaixo de 100% da demanda) e sobre-contratação (acima de 103% da demanda). A primeira restrição diz que a demanda para todos os cenários deve ser atendida pela soma entre os contratos existentes somados os montantes que as distribuidoras irão contratar em cada um dos leilões. Além disso, devem ser considerados os montantes de redução previstos por variação de demanda, cujas regras serão modeladas mais adiante. Caso esta soma não seja maior ou igual que a demanda, a diferença será atribuída a sub contratação, na forma de uma variável de folga. De forma semelhante, a segunda restrição estabelece a sobre-contratação, como a variável de folga ao que exceder 103% da demanda.

$$\sum_{l=1}^L \text{Contratado}(n, l) - \text{Reducao}(n) + \text{contr_exist}(etapa(n)) + \text{sub}(n) \geq \text{demanda}(n)$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

$$\text{sobre}(n) + 103\% \times \text{demanda}(n) \geq \sum_{l=1}^L \text{Contratado}(n, l) - \text{Reducao}(n) + \text{contr_exist}(etapa(n))$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

onde:

- *Reducao(n)* vetor com montantes reduzidos dos contratos de Energia Existente em um no *n*;
- *contr_exist(n)* vetor com montantes de contratos já firmados pela distribuidora em um no *n*;
- *demanda(n)* vetor com demanda da distribuidora em um no *n*;
- *sub(n)* vetor com montante de energia sub-contratada abaixo de 100% da demanda em um no *n*;
- *sobre(n)* vetor com montante de energia sobre-contratada acima de 103% da demanda em um no *n*.

10.4 Restrição de Oferta Existente

Existe um montante finito de oferta de Energia Existente, dado pela capacidade das usinas já instaladas no Brasil. Este montante deve ser suficiente para cobrir os contratos existentes, e o excedente descontratado estará disponível para os leilões de Energia Existente de Ajuste (A-0) e A-1.

$$\text{Contratado}(n, A-0) + \text{Contratado}(n, A-1) \leq \text{disponivel}(etapa(n)) - \text{contr_exist}(etapa(n))$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

onde:

- $disponivel(e)$ é o vetor com montante de oferta de energia existente em uma etapa e .

10.5 Restrições de Redução de Contrato

A restrição abaixo indica que a decisão de redução de contratos de Energia Existente está limitada a 4%. Esta redução não será aplicada somente aos contratos em vigor, cuja energia já foi entregue, mas sim a todos os contratos de Energia Existente já firmados. Por exemplo, uma redução de contrato feita em 2007 irá afetar o contrato feito no mega leilão para entrega em 2008 e 2009, reduzindo-os igualmente quando estes entrarem em vigor. Desta forma, deve-se levar em conta o caráter acumulativo desta decisão de redução de contrato, feitas nas restrições abaixo novamente com o auxílio da matriz *caminhos*.

$$D(n) \leq 4\% \quad \text{para } n \in N\acute{o}_{total}$$

$$Reducao(n) = \sum_{e=1}^{Etapa(n)} Mega(e) \times \sum_{n'=1}^n D(n') \times caminhos(n', n)$$

$$\text{para } n \in N\acute{o}_{2006-2009}$$

$$Reducao(n) = \sum_{e=1}^5 Mega(e) \times \sum_{n'=1}^n D(n') \times caminhos(n', n)$$

$$\text{para } n \in N\acute{o}_{2010-2014}$$

onde:

- $D(n)$ vetor com a decisão de redução em % dos contratos de Energia Existente no nó n ;
- $Mega(e)$ vetor com os montantes contratados no mega leilão de Energia Existente para entrega na etapa e (2005, 2006, 2007, 2008 e 2009).

10.6 Restrição de Contratação Máxima para Ajuste

Pelo decreto, a contratação por leilão de Ajuste não poderá exceder a 1% da carga total contratada pelo agente de distribuição. Assim, esta restrição foi modelada da seguinte forma,

$$\text{Contratar}(n, A-0) \leq 1\% \times [\text{contr_exist}(n) + \sum_{l=1}^L \text{Contratado}(n, l)]$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

10.7 Restrição de Contratação Máxima para A-3

Não há no decreto um limite explícito para contratação nos leilões de A-3. Porém, o decreto estabelece um limite de repasse bastante oneroso para distribuidora sobre a parcela adquirida pelo leilão em A-3 que ultrapasse o limite de 2% da demanda da distribuidora verificada em A-5 (dois anos antes). Desta forma, cria-se indiretamente um limite de contratação para leilões em A-3, pois o custo para a otimização de contratar acima deste limite já torna esta opção inviável. Assim, para efeito de simplificação do problema, esta restrição é feita de forma explícita, como segue abaixo,

$$\text{Contratar}(n, A-3) \leq 2\% \times \text{demanda}(\text{arvore}(\text{cenário}(n), \text{etapa}(n)-2))$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

10.8 Restrição de Contratação Máxima para A-1

Assim como para os leilões de A-3, não há no decreto um limite explícito para contratação nos leilões de A-1, mas os limites de repasse para as parcelas que ultrapassarem um determinado patamar tornam estas opções inviáveis. Novamente, para efeito de simplificação do problema, estas restrições serão feitas de forma explícita. Até 2011, poderá ser contratado por leilão de A-1 até 1% da carga verificada no ano anterior. A partir de 2012, ano em que termina o primeiro contrato de Energia Existente, poderá haver a compra de até 5% do contrato que vence.

$$\text{Contratar}(n, l) \leq 1\% \times \text{demanda}(\text{arvore}(\text{cenário}(n), \text{etapa}(n)-1))$$

para $n \in \text{Nó}_{2005-2011}$

$$\text{Contratar}(n, l) \leq 5\% \times \text{Mega}(1)$$

para $n \in \text{Nó}_{2012}$

$$\text{Contratar}(n, l) \leq 5\% \times \text{Mega}(2)$$

para $n \in \text{Nó}_{2013}$

10.9 Definição de Custos

Como foi visto, existem dois ângulos diferentes para se analisar os custos decorrentes da estratégia de contratação. De um lado, será calculado o custo total de aquisição de energia para cada um dos leilões. Poderia-se supor que esta conta seria feita simplesmente calculando o montante total contratado de um tipo de leilão em um nó vezes o preço desta energia neste ano. Porém, o custo da energia se dá pelo preço no momento em que foi feita a contratação, e não pelo preço que varia a cada ano do contrato em vigor. Assim, este custo deve ser capturado somando os valores dos contratos acumulados, desde o momento em que foi feita a contratação, multiplicados pelos seus preço naquele instante. A estrutura é bastante semelhante ao que foi feito para estabelecer a relação entre *energia a contratar* e *energia contratada*.

$$\text{Custo_Energia}(n, l) = \sum_{n'=1}^N [\text{Contratar}(n', l) \times \text{preco}(\text{etapa}(n'), l) \times \text{caminhos}(n', n)]$$

para n' tal que $\text{entrega}(l) < \text{etapa}(n) - \text{etapa}(n') < \text{duracao}(l)$

para $n \in \text{Nó}_{\text{total}}, l \in \text{Leilão}$

onde:

- $\text{Custo_Energia}(n, l)$ matriz com custo em um nó n pela aquisição de energia do leilão l ;
- $\text{preco}(e, l)$ preço do contrato do leilão l na etapa e ;

Por outro lado, as distribuidoras estão interessadas no custo líquido destas contratações, descontando o direito de repasse correspondente a cada um dos leilões. De forma análoga, é calculada então o custo líquido de contratação da energia para cada leilão.

$$Custo_Liq(n, l) = \sum_{n'=1}^N [Contratar(n', l) \times preco2(etapa(n'), l) \times caminhos(n', n)]$$

para n' tal que $entrega(l) < etapa(n) - etapa(n') < duracao(l)$

para $n \in N\acute{o}_{total}, l \in Leil\tilde{a}o$

onde:

- $Custo_Liq(n, l)$ matriz com custo líquido em um nó n pela aquisição de energia do leilão l ;
- $preco2(e, l)$ diferença entre preço do contrato e direito de repasse do leilão l na etapa e ;

Com estes valores, podemos calcular o custo total de aquisição de energia e penalidades de sub-contratação, assim como o custo das penalizações/incentivos para a distribuidora.

$$CE(n) = \sum_{l=1}^L Custos_Energia(n, l) + custo_sub(etapa(n)) \times sub(n)$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

$$CP(n) = \sum_{l=1}^L Custos_Liq(n, l) + custo_sobre(etapa(n)) \times sobre(n) + custo_sub(etapa(n))$$

$\times sub(n)$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

onde:

- $CE(n)$ vetor com custo total de aquisição de energia e penalidades de sub-contratação para o nó n ;
- $CP(n)$ vetor com custo das penalizações/incentivos para a distribuidora para o nó n ;
- $custo_sub(e)$ vetor com valor do custo de sub-contratação para o estágio e ;
- $custo_sobre(e)$ vetor com valor do custo de sobre-contratação para o estágio e ;

10.10 Média Ponderada dos Custos

Para o cálculo de otimização, a probabilidade de ocorrência dos cenários deve ser considerada na elaboração da estratégia. Assim, os custos de cada nó da árvore serão ponderados pela probabilidade de ocorrência dos cenários, calculando então o valor esperado dos custos a cada etapa (ano).

$$E[CE](e) = \sum_{c=1}^C CE(arvore(c,e)) \times probab(c) \quad \text{para } e \in N_{est}$$

$$E[CP](e) = \sum_{icen=1}^{ncen} CP(arvore(c,e)) \times probab(c) \quad \text{para } e \in N_{est}$$

onde:

- $E[CE](e)$ vetor com valor esperado do custo de aquisição de energia e penalidades de sub-contratação na etapa e ;
- $E[CP](e)$ vetor com valor esperado do custo das penalizações/incentivos para a distribuidora na etapa e ;
- $probab(c)$ vetor com a probabilidade de ocorrência do cenário c ;
- N_{est} conjunto de todas as etapas (anos);

10.11 Objetivo

A função objetivo da otimização é minimizar a soma das médias ponderadas dos custos por etapa trazidas a valor presente.

$$\text{Min} \sum_{e=1}^E [(1-\lambda) \times E[CP](e) + \lambda \times E[CE](e)] / \text{desconto}(e)$$

onde:

- λ fator de aversão ao risco, variando de 100% (visar somente *CE*) a 0% (visar somente *CP*);
- *desconto(e)* vetor com fator de desconto (juros) para cada etapa *e*;

11 APÊNDICE - CENÁRIO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O cenário de demanda de energia elétrica é usualmente denominado mercado e consiste na projeção da demanda de energia e potência elétrica (denominada ponta de carga) e seu respectivo requisito, que vem a ser o consumo acrescido das perdas de transmissão e distribuição do sistema.

Como o Brasil ainda possui a parcela denominada de sistemas isolados, marcadamente na Região Norte, que são aqueles sistemas que não são interligados aos grandes sistemas de geração, os valores da projeção apresentados correspondem ao denominado Sistema Interligado. A magnitude deste sistema sobre o total da demanda de energia elétrica do país é de 97,8%.

Adicionalmente, deve ser destacado, para fins de simulação do sistema, que algumas especificidades levam a um requisito de geração cujo valor numérico difere daquele apresentado em outras projeções. Em particular, merece destaque, o fato de Itaipu ser simulada para atendimento ao sistema brasileiro implicando, em decorrência, a necessidade do acréscimo, ao mercado brasileiro, da demanda por energia do Paraguai. O mesmo acontece com outros requisitos, como por exemplo, bombas do sistema Light e o consumo interno de Itaipu. Estes montantes são identificados nos quadros que apresentam o resumo das projeções, apresentadas no fim desse capítulo.

11.1 Premissas econômicas e populacionais

O cenário macroeconômico de referência, utilizado para o desenvolvimento da projeção de mercado, consiste do conjunto de premissas, políticas e estratégias governamentais, do inter-relacionamento das diversas variáveis econômicas e do desenvolvimento das cenas de evolução do nível de atividade econômica da sociedade. Os estudos de cenários, baseados em estimativas e estudos de outras instituições, como universidades e institutos de pesquisa, fornecem variáveis, que são utilizadas para as

projeções. Nos subitens a seguir apresentam-se descrições sumárias e qualitativa dos cenários adotados neste trabalho para as variáveis: crescimento da economia e da população.

11.1.1 Premissas Econômicas

O cenário econômico de referência adotado neste trabalho está sustentado na hipótese de que, após ter passado por um período de ajustes, a economia nacional apresentará um prolongado processo de retomada da capacidade de investimento e de crescimento econômico, ainda que em níveis moderados para um país no estágio de desenvolvimento do Brasil.

11.1.2 Repartição do PIB por Regiões Geográficas

Para a elaboração dos correspondentes cenários para as regiões geográficas, comparou-se a evolução histórica das economias regionais e da economia nacional, analisando-se a elasticidade do PIB regional em relação ao PIB do Brasil (isto é, a relação entre as taxas de crescimento da economia regional e da economia nacional).

Considerou-se que, nos primeiros anos da retomada do crescimento, a economia nacional tenderá a ser alavancada pelas regiões mais desenvolvidas, invertendo-se posteriormente essa situação com ganhos de participação das outras regiões. As elasticidades do PIB de cada região em relação ao PIB Brasil foram utilizadas para a repartição do PIB nacional por região.

11.1.3 Premissas Populacionais

As hipóteses admitidas de crescimento populacional nesse estudo é obtida a partir das informações disponibilizadas pelo IBGE em sua Revisão Anual do Censo Demográfico. A Tabela 11.1 apresenta os valores para o crescimento populacional.

Tabela 11-1 – Taxa de Crescimento da População (% ao ano)

Período	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
2005	1,98	1,02	1,23	1,10	1,71	1,24
2010	1,66	0,89	1,07	0,96	1,45	1,08
2015	1,38	0,75	0,88	0,79	1,17	0,90
2020	1,21	0,59	0,73	0,64	1,02	0,74

11.2 Mercado de Energia Elétrica – Histórico 1985/2004

Neste item apresenta-se uma breve análise do comportamento histórico do mercado de energia elétrica a nível Brasil e regiões geográficas, segundo as principais classes de consumo. Os valores apresentados correspondem ao mercado atendido pelas concessionárias, ou seja, não inclui a parcela correspondente a autoprodução. Também não são consideradas, nessas estatísticas, as parcelas de mercado referentes a energias interruptíveis.

O racionamento de 2001 teve grande influência no reduzido crescimento da demanda de energia observado nos anos seguintes, principalmente em função da experiência do consumidor durante o racionamento, que resultou numa racionalização no uso da energia elétrica.

11.2.1 Consumo Total

Na década de 80, a economia nacional iniciou uma rota de baixo crescimento o que se refletiu diretamente na evolução do mercado de energia elétrica.

No entanto, a maturação de indústrias de porte, cujos projetos foram originados no período anterior, como é o caso das plantas de alumínio nos estados do Pará e Maranhão, contribuiu para sustentar um crescimento significativo do mercado de energia elétrica.

Com a abertura econômica iniciada nos anos 90, o País passou por uma fase de ajustamento complexa, exigindo reformas institucionais profundas, modernização dos processos produtivos, busca por maior eficiência/competitividade e crescente terceirização da economia. Isso se refletiu no perfil de evolução do mercado de energia elétrica, que registrou baixo crescimento na classe industrial e elevado crescimento na classe comercial, em função da expansão e modernização do setor de comércio e serviços.

Na Tabela 11.2 e Figura 11.1 a seguir é apresentada a evolução do consumo total de energia elétrica em nível de Brasil e regiões, para o período 1985/2004. Os valores foram obtidos através do “site” da ELETROBRÁS produzida pela sua área de mercado de energia elétrica, coordenadora do Comitê Técnico de Estudos de Mercado do CCPE, através do que é chamado de “Relatório Analítico”. Os anos de 2001 e 2002 especificamente foram obtidos através do Boletim de Mercado e Carga Própria Anual 2002, produzido pelo CTEM (Comitê Técnico de Estudos de Mercado do CCPE) e GTEA (Grupo de Trabalho de Estatística e Acompanhamento do CCPE).

Tabela 11-2 – Consumo Total - Evolução 1985/2004 (GWh)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	3.340	22.353	98.187	21.150	5.720	150.750
1990	8.801	31.342	123.299	28.060	8.378	199.879
1995	12.663	38.151	143.267	37.248	11.758	243.087
2000	16.033	49.617	175.516	49.726	16.557	307.449
2001	15.243	45.048	158.486	49.209	15.270	283.256
2002	17.264	47.656	158.121	51.220	16.277	290.538
2003	18.064	51.642	165.219	53.597	18.465	306.987
2004	18.774	54.242	173.323	56.512	19.536	322.387
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	21,4	7,0	4,7	5,8	7,9	5,8
1990/95	7,5	4,0	3,0	5,8	7,0	4,0
1995/00	4,8	5,4	4,1	5,9	7,1	4,8
2000/01	-4,9	-9,2	-9,7	-1,0	-7,8	-7,9
2001/02	13,3	5,8	-0,2	4,1	6,6	2,6
2002/03	4,6	8,4	4,5	4,6	13,4	5,7
2003/04	3,9	5,0	4,9	5,4	5,8	5,0
Estrutura de Participação (%)						
1985	2,2	14,8	65,1	14,0	3,8	100,0
1990	4,4	15,7	61,7	14,0	4,2	100,0
1995	5,2	15,7	58,9	15,3	4,8	100,0
2000	5,2	16,1	57,1	16,2	5,4	100,0
2001	5,4	15,9	56,0	17,4	5,4	100,0
2002	5,9	16,4	54,4	17,6	5,6	100,0
2003	5,9	16,8	53,8	17,5	6,0	100,0
2004	5,8	16,8	53,8	17,5	6,1	100,0

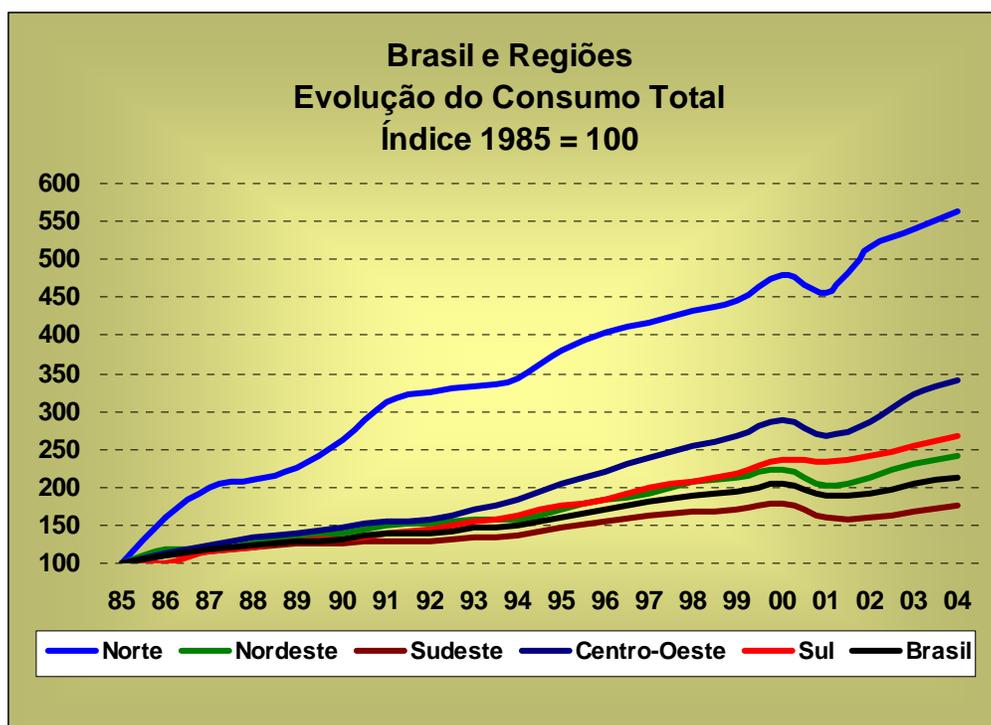


Figura 11-1 – Evolução do Consumo Total por Região

Observa-se a forte queda do consumo de energia elétrica no ano de 2001, por conta de um racionamento sem precedentes na história recente do Setor Elétrico Brasileiro. A diminuição do consumo foi de 7,9%, com as quedas mais acentuadas nas regiões Sudeste (9,7%), Nordeste (9,2%) e Centro-Oeste (7,8%). A Região Sul, apesar de ter ficado excluída do racionamento compulsório, apresentou uma diminuição do consumo de 1,0%, que se deve à contribuição voluntária do Sul para amenizar os efeitos do racionamento no País.

11.2.2 Consumo Residencial

O consumo residencial no Brasil evoluiu de 32.639 GWh em 1985, para 83.613 GWh em 2000, o que representou um crescimento de 6,5% ao ano no período. No ano de 2001, o consumo residencial sofreu forte retração por conta do racionamento, caindo 11,9% em relação a 2000, razão pela qual os dados de crescimento nos períodos de 2000/2001 e 2001/2002 não serem representativos para o cálculo de crescimento médio.

Desta forma, com exceção da região Sudeste, que obteve um crescimento de 5,8% ao ano, todas as demais regiões apresentaram, no período 1985/2000, crescimento acima da média nacional.

O consumo residencial tem uma dinâmica de crescimento explicada por duas variáveis: (i) o número de consumidores residenciais e (ii) o consumo por consumidor residencial.

No período 1985/2001, o crescimento médio do número de consumidores residenciais foi de 4,5% ao ano. Este crescimento tem sido bastante superior ao crescimento da população. Apesar disso, pode-se afirmar que nas regiões menos desenvolvidas ainda existe um potencial apreciável de crescimento do número de consumidores residenciais.

O consumo por consumidor residencial apresentou evolução significativa no período 1985/2000 (de 132 kWh/mês para 172 kWh/mês), com crescimento bastante acentuado nos últimos anos, em função dos efeitos do Plano Real, tendo chegado a 179 kWh/mês em 1998. A melhoria do nível de renda da população, decorrente do controle do processo inflacionário, elevou significativamente o estoque domiciliar de aparelhos eletroeletrônicos, o que contribuiu para a crescente “eletrificação” das residências e, como consequência, para a expansão do consumo residencial. Contudo, no ano 2001, em decorrência do racionamento que atingiu fortemente a classe residencial, o consumo por consumidor residencial caiu para 146 kWh/mês, voltando a níveis inferiores ao dos anos de 1993/1994. Após o término do racionamento, espera-se que estes valores retornem aos níveis anteriores no médio prazo. Isso se deve ao fato do consumidor, durante o período do racionamento, ter aprendido a economizar energia com novos hábitos e com maior eficiência dos aparelhos elétricos instalados.

Tabela 11-3 – Consumo Residencial - Evolução 1985/2004 (GWh)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	1.038	4.272	20.716	4.753	1.860	32.639
1990	1.984	6.691	29.005	7.301	3.046	48.028
1995	2.622	8.912	37.656	9.974	4.416	63.579
2000	3.897	12.442	48.157	13.077	6.040	83.613
2001	3.733	10.901	40.972	12.748	5.268	73.622
2002	3.825	10.864	39.874	12.743	5.353	72.659
2003	3.955	12.005	41.575	12.954	5.676	76.165
2004	4.286	12.989	44.788	13.866	6.152	82.080
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	13,8	9,4	7,0	9,0	10,4	8,0
1990/95	5,7	5,9	5,4	6,4	7,7	5,8
1995/00	8,2	6,9	5,0	5,6	6,5	5,6
2000/01	-4,2	-12,4	-14,9	-2,5	-12,8	-11,9
2001/02	2,5	-0,3	-2,7	0,0	1,6	-1,3
2002/03	3,4	10,5	4,3	1,7	6,0	4,8
2003/04	8,4	8,2	7,7	7,0	8,4	7,8
Estrutura de Participação (%)						
1985	3,2	13,1	63,5	14,6	5,7	100,0
1990	4,1	13,9	60,4	15,2	6,3	100,0
1995	4,1	14,0	59,2	15,7	6,9	100,0
2000	4,7	14,9	57,6	15,6	7,2	100,0
2001	5,1	14,8	55,7	17,3	7,2	100,0
2002	5,3	15,0	54,9	17,5	7,4	100,0
2003	5,2	15,8	54,6	17,0	7,5	100,0
2004	5,2	15,8	54,6	16,9	7,5	100,0

Tabela 11-4 – Consumidores Residenciais - Evolução 1985/2004 (mil)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	641	4.216	11.384	3.269	1.104	20.614
1990	1.071	5.798	13.770	4.167	1.573	26.379
1995	1.448	7.303	16.538	5.187	2.115	32.591
2000	1.966	9.357	20.213	6.211	2.715	40.462
2001	2.042	9.828	20.868	6.352	2.803	41.893
2002	2.187	10.220	21.908	6.562	2.950	43.827
2003	2.281	10.605	22.609	6.750	3.065	45.310
2004	2.398	11.005	23.152	6.963	3.192	46.709
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	10,8	6,6	3,9	5,0	7,3	5,1
1990/95	6,2	4,7	3,7	4,5	6,1	4,3
1995/00	6,3	5,1	4,1	3,7	5,1	4,4
2000/01	3,9	5,0	3,2	2,3	3,2	3,5
2001/02	7,1	4,0	5,0	3,3	5,2	4,6
2002/03	4,3	3,8	3,2	2,9	3,9	3,4
2003/04	5,1	3,8	2,4	3,1	4,1	3,1
Estrutura de Participação (%)						
1985	3,1	20,4	55,2	15,9	5,4	100,0
1990	4,1	22,0	52,2	15,8	6,0	100,0
1995	4,4	22,4	50,7	15,9	6,5	100,0
2000	4,9	23,1	50,0	15,4	6,7	100,0
2001	4,9	23,5	49,8	15,2	6,7	100,0
2002	5,0	23,3	50,0	15,0	6,7	100,0
2003	5,0	23,4	49,9	14,9	6,8	100,0
2004	5,1	23,6	49,6	14,9	6,8	100,0

Tabela 11-5 – Consumo Médio Residencial - Evolução 1985/2004 (kWh/mês)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	135	84	152	121	140	132
1990	154	96	176	146	161	152
1995	151	102	190	160	174	163
2000	165	111	199	175	185	172
2001	152	92	164	167	157	146
2002	146	89	152	162	151	138
2003	144	94	153	160	154	140
2004	149	98	161	166	161	146
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	2,7	2,6	3,0	3,8	2,8	2,8
1990/95	-0,5	1,1	1,6	1,9	1,5	1,4
1995/00	1,8	1,7	0,9	1,8	1,3	1,2
2000/01	-7,8	-16,6	-17,6	-4,7	-15,5	-15,0
2001/02	-4,3	-4,2	-7,3	-3,2	-3,5	-5,7
2002/03	-0,9	6,5	1,0	-1,2	2,1	1,4
2003/04	3,1	4,3	5,2	3,8	4,1	4,5

11.2.3 Consumo Industrial

Respondendo atualmente por 43% de toda a energia elétrica consumida no País via fornecimento das concessionárias (isto é, excluindo autoprodução), o consumo industrial apresentou crescimentos elevados durante a década de 80. No período 1986/1989, a participação desta classe no consumo total oscilou entre 52% e 53% em função, principalmente, dos seguintes fatores: intensificação do uso da energia elétrica associada à modernização industrial; atendimento à expansão do parque industrial brasileiro, ocorrida principalmente na década de 70 (com maturação de alguns projetos na década de 80), no âmbito do processo de substituição de importações; e desenvolvimento das indústrias eletro-intensivas, tais como alumínio, ferroligas, soda-cloro, entre outras, que apesar da crise, elevou a produção, voltando seus excedentes para a exportação.

A expansão do consumo dos setores industriais eletro-intensivos foi bastante expressiva, suficiente mesmo para reverter a dependência do País do mercado externo, sendo que, em alguns casos, o Brasil passou de importador a exportador.

Tabela 11-6 – Consumo Industrial - Evolução 1985/2003 (GWh)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	857	12.378	53.786	9.408	1.352	77.781
1990	4.827	16.890	64.421	11.804	1.868	99.810
1995	7.287	18.797	68.003	15.096	2.448	111.632
2000	8.224	22.843	76.821	20.008	3.419	131.315
2001	7.579	20.812	70.993	19.728	3.427	122.539
2002	8.962	22.552	71.678	20.635	3.867	127.694
2003	9.858	22.666	70.381	21.812	5.159	129.876
2004	10.078	23.558	72.535	23.024	5.407	134.602
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	41,3	6,4	3,7	4,6	6,7	5,1
1990/95	8,6	2,2	1,1	5,0	5,6	2,3
1995/00	2,4	4,0	2,5	5,8	6,9	3,3
2000/01	-7,8	-8,9	-7,6	-1,4	0,2	-6,7
2001/02	18,2	8,4	1,0	4,6	12,8	4,2
2002/03	10,0	0,5	-1,8	5,7	33,4	1,7
2003/04	2,2	3,9	3,1	5,6	4,8	3,6
Estrutura de Participação (%)						
1985	1,1	15,9	69,2	12,1	1,7	100,0
1990	4,8	16,9	64,5	11,8	1,9	100,0
1995	6,5	16,8	60,9	13,5	2,2	100,0
2000	6,3	17,4	58,5	15,2	2,6	100,0
2001	6,2	17,0	57,9	16,1	2,8	100,0
2002	7,0	17,7	56,1	16,2	3,0	100,0
2003	7,6	17,5	54,2	16,8	4,0	100,0
2004	7,5	17,5	53,9	17,1	4,0	100,0

11.2.4 Consumo Comercial

Após crescer a uma taxa média anual de 10,2% na década de 70, o consumo comercial apresentou taxas significativamente menores no período 1980/1990, quando o crescimento médio anual da classe atingiu 5,7%.

Nos cinco anos 1995/2000, o consumo de eletricidade da classe comercial voltou a registrar variação expressiva, com uma taxa média anual de 8,0%. Este comportamento, que se verificou em todas as regiões, foi fortemente influenciado pela instalação e ampliação de estabelecimentos com elevado padrão de consumo (shopping centers, hipermercados), pela intensificação das atividades ligadas ao turismo e lazer e, ainda, pela continuidade do processo de dinamização e modernização das atividades de comércio e serviços, ao qual estão associadas a crescente urbanização e a extensão das redes elétricas. No ano de 2001, acompanhando a queda de todas as classes de consumo em virtude do racionamento, o consumo comercial registrou variação (negativa) de – 6,5% relativamente a 2000. Entretanto, em 2002 e 2004 já pode ser constatada uma tendência de recuperação com respectivamente 1,8 e 5 % de crescimento anual.

Tabela 11-7 – Consumo Comercial - Evolução 1985/2004 (GWh)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	677	2.398	11.235	2.738	1.172	18.219
1990	1.009	3.260	14.488	3.435	1.604	23.797
1995	1.351	4.413	19.424	4.867	2.222	32.277
2000	1.979	6.639	28.429	7.138	3.325	47.510
2001	1.966	5.952	26.103	7.350	3.063	44.434
2002	2.098	6.118	26.208	7.578	3.248	45.250
2003	2.226	6.682	27.244	7.907	3.473	47.532
2004	2.357	7.144	28.664	8.320	3.691	50.176
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	8,3	6,3	5,2	4,6	6,5	5,5
1990/95	6,0	6,2	6,0	7,2	6,7	6,3
1995/00	7,9	8,5	7,9	8,0	8,4	8,0
2000/01	-0,7	-10,3	-8,2	3,0	-7,9	-6,5
2001/02	6,7	2,8	0,4	3,1	6,0	1,8
2002/03	6,1	9,2	4,0	4,3	6,9	5,0
2003/04	5,9	6,9	5,2	5,2	6,3	5,6
Estrutura de Participação (%)						
1985	3,7	13,2	61,7	15,0	6,4	100,0
1990	4,2	13,7	60,9	14,4	6,7	100,0
1995	4,2	13,7	60,2	15,1	6,9	100,0
2000	4,2	14,0	59,8	15,0	7,0	100,0
2001	4,4	13,4	58,7	16,5	6,9	100,0
2002	4,6	13,5	57,9	16,7	7,2	100,0
2003	4,7	14,1	57,3	16,6	7,3	100,0
2004	4,7	14,2	57,1	16,6	7,4	100,0

11.2.5 Outras Classes

A evolução histórica do consumo relativo ao agregado “outras classes” (rural, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio das concessionárias) está apresentada na tabela a seguir.

Tabela 11-8 – Outras Classes - Evolução 1985/2004 (GWh)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	767	3.305	12.450	4.252	1.336	22.110
1990	981	4.500	15.384	5.520	1.860	28.244
1995	1.402	6.030	18.185	7.310	2.671	35.598
2000	1.933	7.693	22.109	9.503	3.773	45.011
2001	1.965	7.383	20.418	9.383	3.512	42.661
2002	2.131	7.800	21.075	9.513	3.809	44.328
2003	2.304	8.836	22.024	9.750	4.157	47.071
2004	2.357	9.092	23.290	10.122	4.307	49.167
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	5,0	6,4	4,3	5,4	6,8	5,0
1990/95	6,6	5,0	4,0	5,4	7,2	4,8
1995/00	1,7	-4,0	-7,6	-1,3	-6,9	-5,2
2000/01	8,4	5,6	3,2	1,4	8,5	3,9
2001/02	8,1	13,3	4,5	2,5	9,1	6,2
2002/03	2,3	2,9	5,7	3,8	3,6	4,5
2003/04	6,6	5,0	4,0	5,4	7,2	4,8
Estrutura de Participação (%)						
1985	3,5	14,9	56,3	19,2	6,0	100,0
1990	3,5	15,9	54,5	19,5	6,6	100,0
1995	3,9	16,9	51,1	20,5	7,5	100,0
2000	4,3	17,1	49,1	21,1	8,4	100,0
2001	4,6	17,3	47,9	22,0	8,2	100,0
2002	4,8	17,6	47,5	21,5	8,6	100,0
2003	4,9	18,8	46,8	20,7	8,8	100,0
2004	4,8	18,5	47,4	20,6	8,8	100,0

11.3 Metodologia para Projeções do Mercado de Energia Elétrica

11.3.1 Consumo Residencial

A metodologia utilizada para a projeção do mercado residencial consistiu em projetar individualmente o número de consumidores residenciais e o consumo médio residencial (consumo por consumidor residencial).

O número de consumidores residenciais foi projetado em função da evolução futura da população (cenário populacional) e da relação entre esse número de consumidores e a população, relação esta que envolve implicitamente a “taxa de atendimento” e o parâmetro “nº de habitantes por domicílio”. Por sua vez, o consumo médio residencial foi projetado de forma consistente com o cenário econômico considerado, via elasticidade desse consumo médio relativamente à renda per capita.

Sendo $NCR = n^{\circ}$ de consumidores residenciais, $POP =$ população total e $DOM = n^{\circ}$ de domicílios, o indicador “nº de consumidores residenciais / população” incorpora o efeito combinado da taxa de atendimento ($TA = NCR / DOM$) e do parâmetro “nº de habitantes por domicílio” (POP / DOM), através da identidade:

$$NCR/POP = (NCR/DOM) / (POP/DOM) = TA / (POP/DOM)$$

Considera-se que os parâmetros TA e POP / DOM , o primeiro crescente e o segundo decrescente no tempo, tendem a níveis de saturação, de 100% e 3,0, respectivamente. Conseqüentemente, o indicador NCR / POP tenderá a saturar em torno de 33 a 34%. Em um país como o Brasil, de dimensões continentais e grandes disparidades regionais, os valores de NCR / POP , da taxa de atendimento e do número de habitantes por domicílio, são muito variáveis de região para região. Os valores atuais de NCR / POP , para as Unidades da Federação, oscilam entre cerca de 14% e 28 a 29%.

Historicamente observa-se, em todas as regiões do País, uma forte tendência de evolução linear no tempo da relação NCR / POP , conforme pode ser visto na figura

abaixo. Assim, projetou-se essa relação, extrapolando sua tendência histórica linear, porém em alguns casos com um certo amortecimento devido à tendência a saturação, traduzida por uma aproximação linear de menor declive do que o da reta ajustada aos valores históricos. A projeção do número de consumidores residenciais resultou do produto das projeções dessa relação e da população.

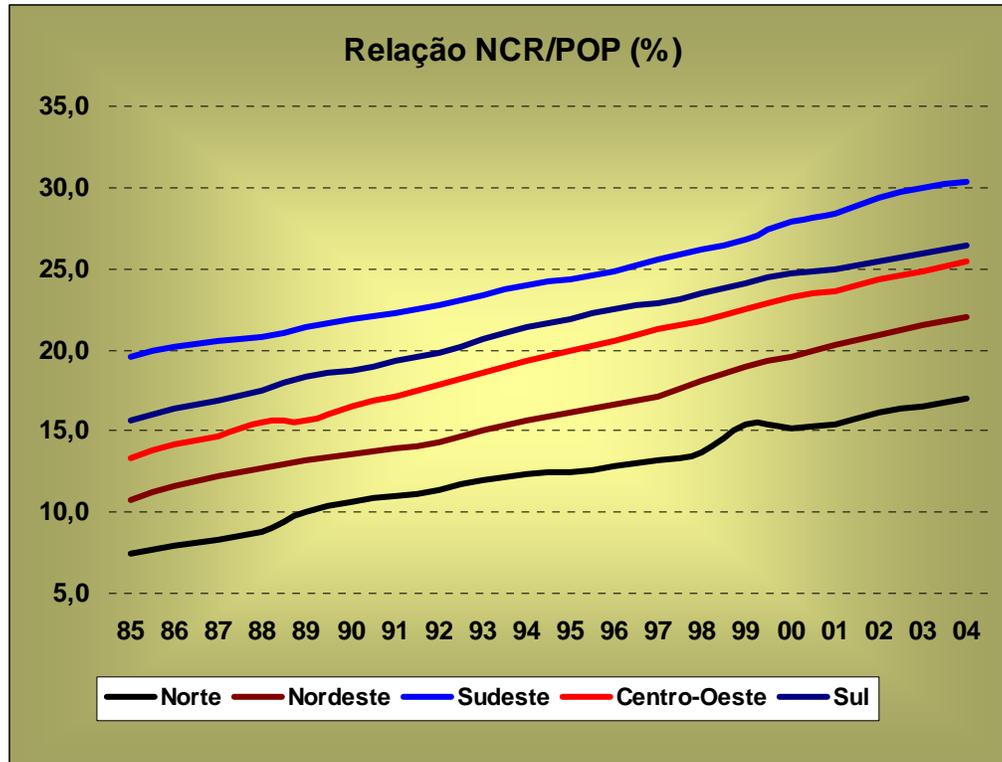


Figura 11-2 – Relação Número de Consumidores Residenciais sobre População Total

Para a projeção do consumo por consumidor residencial adotou-se uma elasticidade deste indicador em relação ao PIB *per capita*, com base em observações do período histórico e levando-se em consideração as características e as perspectivas de evolução da renda regional, segundo o cenário econômico adotado.

11.3.2 Consumo Industrial

A projeção do consumo industrial foi elaborada desagregando-se o consumo da classe em dois conjuntos: grandes consumidores e indústria tradicional. A cada um desses

conjuntos foi dado um tratamento diferenciado. A projeção dos grandes consumidores levou em conta as séries históricas e as perspectivas de evolução dos seguintes setores: alumínio, siderurgia, ferroligas, soda-cloro, papel, celulose e pasta de alto rendimento, petroquímica, cimento, cobre e pelletização. Para cada um desses setores, foram analisadas as perspectivas de evolução futura da produção física, nível de exportação e importação e a demanda interna. Da mesma forma, foram analisados os consumos específicos de energia elétrica desses setores (kWh por tonelada).

Para cada um dos setores que se caracterizam como grandes consumidores industriais de energia elétrica, foram estabelecidas premissas relativas à demanda interna (consumo interno dos respectivos produtos) e aos níveis de exportação e de importação, expressos em unidades físicas (tonelada). A demanda interna foi projetada com base em sua elasticidade-renda, que é um parâmetro de entrada da planilha de projeção. Os níveis de importação e exportação foram estabelecidos através de outros dois parâmetros, que também são entradas da planilha, a saber: a relação Exportação/Produção (%) e a relação Importação/Demanda Interna (%). Já que esta última relação determina a importação a partir da demanda interna, a produção física resulta da seguinte equação:

$$\text{Produção Física} = (\text{Demanda Interna} - \text{Importação}) / (1 - \text{Exportação/Produção})$$

Os parâmetros elasticidade-renda da demanda interna, Exportação/Produção (%) e Importação/Demanda Interna (%), foram projetados com base em seu comportamento histórico e considerações sobre suas perspectivas de evoluções futuras, apoiadas em informações das próprias indústrias e respectivas associações de classe.

Dessa forma, projetou-se a produção física de cada um desses setores industriais em nível de Brasil. Também foram levadas em conta as perspectivas de ampliação da capacidade instalada, de forma que esta não se constitua em um gargalo para a produção.

Obtida a produção física de cada setor em nível nacional, foram feitas hipóteses de regionalização da produção, em função de informações de instalação de novas unidades

produtivas, ampliações anunciadas, e de uma avaliação dos próprios autores deste trabalho em relação às tendências de cada setor, baseando-se em aspectos de suprimento das principais matérias primas, aspectos de logística em relação ao mercado nacional e internacional, padrões de competitividade dentro do mercado globalizado, etc.

Com base na projeção regional da produção de cada setor industrial grande consumidor e do correspondente consumo específico de energia elétrica (kWh por tonelada), projeta-se o consumo total de energia elétrica desse setor.

Para alguns setores industriais, consideraram-se diferentes consumos específicos dependendo da região. Foram feitas hipóteses de evolução dos valores históricos do consumo específico, baseando-se em perspectivas de evolução tecnológica e comparações com padrões internacionais. Cabe destacar que, na formulação destas hipóteses, levou-se em conta as diferenças entre as unidades produtivas, caracterizadas pelo uso de processos/tecnologias diferentes num mesmo setor, ou pelo mix de produtos fabricados. É, por exemplo, o caso do alumínio em que as plantas do Pará e do Maranhão apresentam uma eficiência maior (menor consumo específico) do que as plantas da região Sudeste. Também é o caso do setor de ferroligas, cujo consumo específico é muito variável em função dos tipos de ferroligas produzidos.

Cabe ressaltar, pelo seu porte, que nas premissas de expansão dos grandes consumidores foi considerada a entrada de uma carga de alumínio no estado do Pará, próximo ao final do período, que corresponderá a um consumo anual de cerca de 6.000 GWh, a partir de meados de 2011, e que, segundo informações da própria indústria, estará condicionada à entrada em operação de alguma usina hidrelétrica de porte. Admitiu-se, neste trabalho, que a oferta será proporcionada pela adição de um conjunto de usinas hidrelétricas, na região, a partir do ano de 2011.

A projeção da parcela do consumo industrial dos grandes consumidores a ser atendida pelo sistema elétrico (concessionárias) é obtida pela diferença entre o consumo total de energia elétrica desses consumidores e a respectiva parcela de autoprodução. As

premissas de autoprodução consideradas no presente trabalho estão descritas no próximo item.

No quadro a seguir são apresentados os principais indicadores adotados para a projeção do consumo dos grandes consumidores industriais.

Tabela 11-9 – Grandes Consumidores Industriais				
Parâmetros Adotados na Projeção (*)				
Setor	Consumo Específico (kWh/t)		Elasticidade-Renda da Demanda Interna	
	2004	2014	2004	2014
Alumínio	15.600	15.500	1,20	1,20
Siderurgia	590	590	1,08	1,08
Ferroligas	7.470	7.070	-	-
Soda-Cloro	3.070	3.070	1,20	1,20
Celulose	1.000	1.000	1,20	1,20
Papel	1.000	1.000	1,20	1,20
Pasta AR	2.200	2.200	-	-
Petroquímica	1.770	1.700	1,20	1,20
Cimento	110	110	1,30	1,20

(*) valores médios.

Deve-se observar que os consumos específicos dos setores industriais para o Brasil, apresentados no quadro anterior, correspondem, em alguns casos, a valores médios ponderados pelas produções regionais, visto que os mesmos podem apresentar variações entre regiões, de acordo com o estágio de desenvolvimento do processo produtivo, como é o caso do alumínio, cujo consumo específico, atualmente, é de cerca de 15.000 kWh/t na região Norte e de 16.500 kWh/t na região Sudeste.

O consumo industrial denominado tradicional foi projetado através de sua elasticidade-renda com o PIB regional, baseando-se na premissa de que esta parcela variará, ao longo do tempo, de acordo com o comportamento da economia. Assim, um outro parâmetro básico de projeção é a elasticidade-renda do consumo industrial

tradicional. Os valores adotados para essa elasticidade foram definidos com base na observação de seus valores históricos e comparações inter-regionais.

11.3.2.1 Autoprodução

O cenário de autoprodução para os grandes consumidores industriais foi elaborado com base em pesquisa dos projetos de autoprodução dessas indústrias. Foram estabelecidas premissas para a autoprodução abrangendo os diferentes setores e considerando as regiões geográficas.

Para tanto foi admitido que a autoprodução teria sua evolução concentrada nos setores cujos processos permitem a utilização da cogeração, tais como: açúcar e álcool, papel e celulose, siderurgia, petroquímica, e indústria de bebidas.

Neste conjunto, destacou-se a indústria de papel e celulose, que pelas suas características de processo, utiliza rejeitos de sua própria indústria como fonte de energia, o licor negro e ainda biomassa, cavacos.

Setores como alumínio, que apresentaram nos últimos anos pesados investimentos em geração hidrelétrica, em empreendimentos próprios ou de forma consorciada, não estão considerados como autoprodutores, nestas projeções, pelo fato dessas usinas operarem integradas ao sistema elétrico nacional.

Dessa forma, a autoprodução aqui considerada inclui essencialmente cogeração de energia elétrica intramuros da indústria, isto é, cuja produção de energia elétrica é integralmente utilizada na própria indústria. Assim, não se considera como autoprodução, a ser abatida do consumo total de energia elétrica dos grandes consumidores industriais, a participação desses consumidores em usinas hidrelétricas como produtores independentes, nem a produção térmica de eletricidade em usinas que são integradas ao sistema elétrico interligado e que são, ou deverão vir a ser, despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

11.3.2.2 Consumo Comercial

O consumo comercial foi projetado com base na sua relação com o consumo residencial. Para as diferentes regiões, os valores atuais desta relação oscilam entre 50% e 65%, conforme pode ser observado na figura a seguir.

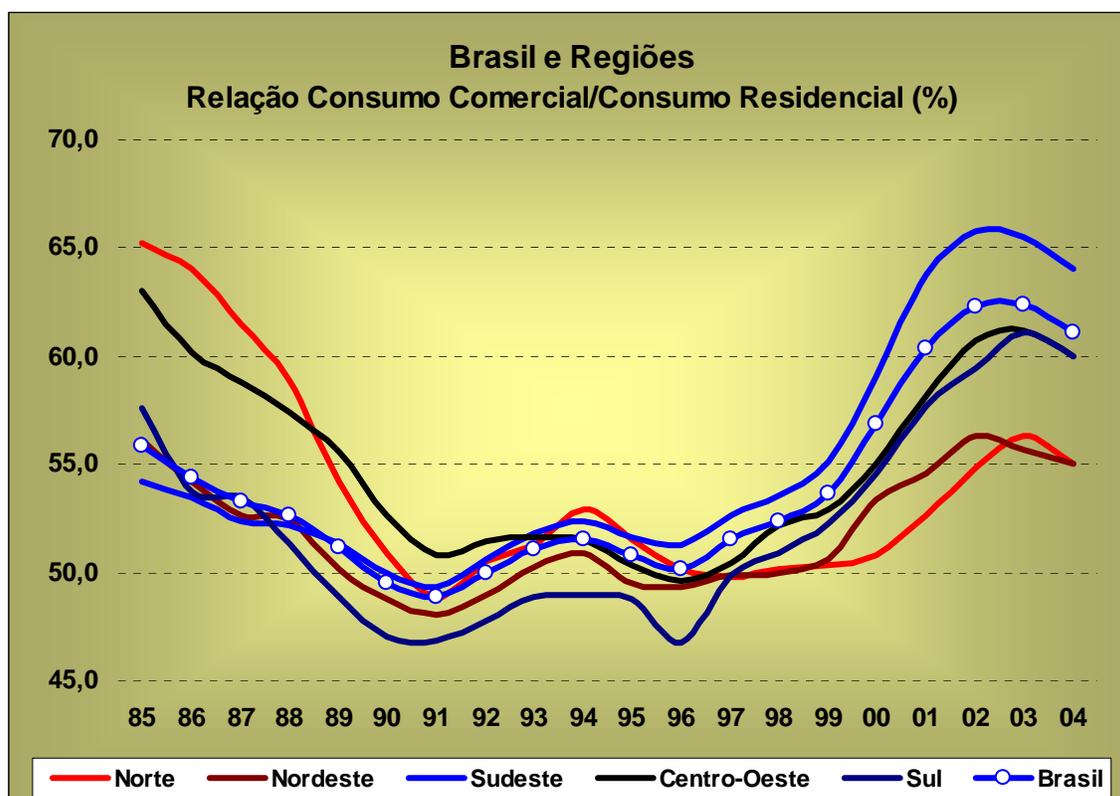


Figura 11-3 – Relação Consumo Comercial/Consumo Residencial

A partir dos níveis dessa relação, observados no período histórico, que ao longo da década de 90 revelam uma certa estabilidade, com ligeira tendência de elevação, tendo apresentado crescimento muito acentuado e, de certa forma, atípico nos anos 2000 e 2001 em virtude de uma forte desaceleração do consumo residencial no ano 2000 e de uma maior penalização desta classe por efeito do racionamento em 2001, projetou-se uma evolução deste indicador, atendendo às especificidades do perfil de mercado de cada região.

Dessa forma, os valores futuros da relação “consumo comercial/consumo residencial” constituem mais um dado de entrada da metodologia.

11.3.2.3 Consumo de “Outras Classes”

O agregado “outras classes” (rural, iluminação pública, poderes públicos, serviços públicos e consumo próprio das concessionárias) é projetado em bloco, com base na relação entre seu consumo e o da classe residencial, relação esta que apresenta historicamente certa estabilidade, com leve tendência de queda, conforme se pode observar na figura a seguir.

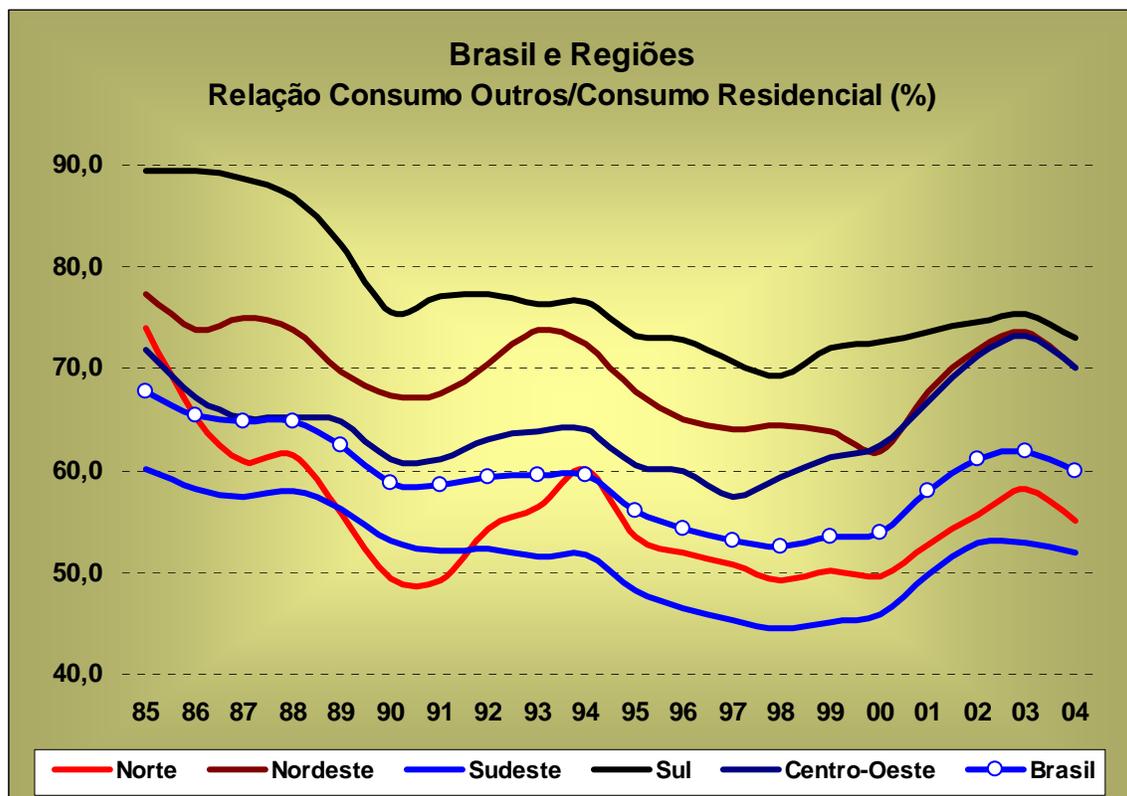


Figura 11-4 – Relação entre o Consumo de Outras Classes e o Consumo Residencial

Adotou-se como parâmetro de entrada da metodologia, para projetar o consumo de outras classes, a relação entre esse consumo e o consumo residencial.

Projetou-se a relação entre o consumo de outras classes e o consumo residencial, observando-se o seu comportamento histórico e atendendo às especificidades do mercado de energia elétrica de cada região.

Observa-se, contudo, que também se calculou, a posteriori, os valores resultantes da relação entre o consumo de outras classes e o consumo total, já que tal relação apresenta também um comportamento bastante estável no período histórico. Dessa forma, esta última relação constitui-se em mais um parâmetro de aferição da consistência das projeções do consumo das outras classes.

11.3.3 Índices de perdas

Na estimativa da evolução dos níveis de perdas, admite-se que ao longo do período de projeção haveria uma redução gradual nos índices de perdas, função do esforço na implantação de programas de redução do desperdício de energia. Contudo, vale ressaltar que se admite não haver margem para redução muito significativa, uma vez que as grandes concessionárias já são hoje empresas bastante eficientes.

11.3.4 Resumo

O quadro abaixo resume a os passos descritos para a construção dos cenários de mercado.

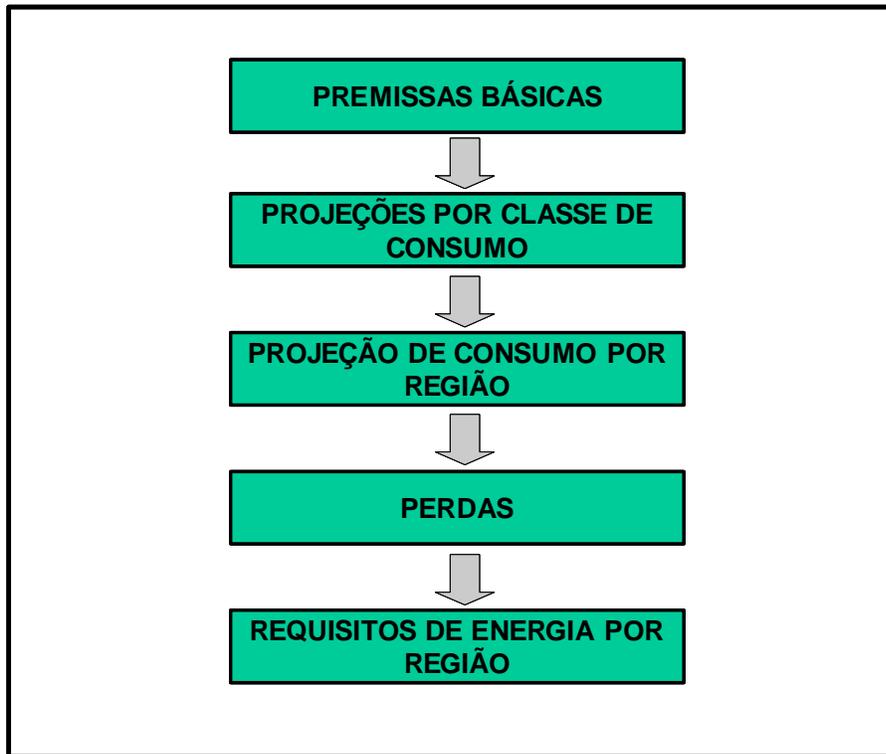


Figura 11-5 – Metodologia para previsão de demanda