

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO CEARÁ

GEORGE MARTINS SILVA

OTIMIZAÇÃO NA COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA ORIUNDA DE
USINAS HIDRELÉTRICAS E EÓLICAS NO AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE, UTILIZANDO UM MODELO DE
PROGRAMAÇÃO DINÂMICA

FORTALEZA - CEARÁ

2011

GEORGE MARTINS SILVA

**OTIMIZAÇÃO NA COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA ORIUNDA DE
USINAS HIDRELÉTRICAS E EÓLICAS NO AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE, UTILIZANDO UM MODELO DE
PROGRAMAÇÃO DINÂMICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciências da Computação da Universidade Estadual do Ceará, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Ciência da Computação.

Orientador: Prof. Thelmo Pontes de Araújo,
Ph.D.

FORTALEZA - CEARÁ

2011

GEORGE MARTINS SILVA

**OTIMIZAÇÃO NA COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA ORIUNDA DE
USINAS HIDRELÉTRICAS E EÓLICAS NO AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE, UTILIZANDO UM MODELO DE
PROGRAMAÇÃO DINÂMICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciências da Computação da Universidade Estadual do Ceará, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Ciência da Computação.

Aprovada em: 18/08/2011

BANCA EXAMINADORA

Prof. Thelmo Pontes de Araújo, Ph.D.
Universidade Estadual do Ceará – UECE
Orientador

Prof. Dr. Reinaldo Castro de Souza
Pontifícia Universidade Católica do Rio de
Janeiro – PUC-Rio

Prof. Dr. Antônio Clécio Fontelles Thomaz
Universidade Estadual do Ceará – UECE

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar, a Deus, por mais esta vitória.

Agradeço a minha esposa, Paulinha, por todo apoio que me foi dado durante a execução deste trabalho, devo a ela grande parte desta vitória. Agradeço a compreensão pelas várias horas, que mesmo em casa, me apresentava ausente, e ela com todo amor entendia o momento.

Agradeço aos meus pais, Jorge e Leni, ao meu irmão, Lucas, pois como família, foi base para toda formação que tenho hoje, não só educacional, onde nos foi dada toda a orientação necessária, mas exemplo de uma família unida, algo cada vez mais ausente em nossa sociedade.

Agradeço ao professor Thelmo, orientador, que executou bem mais do que sua função, foi um amigo, incentivador, um dos grandes responsáveis por conclusão deste trabalho.

“Não estejais inquietos por coisa alguma, antes, as vossas petições sejam em tudo conhecidas diante de Deus, pela oração e súplicas, com ação de graças. (...) Posso todas as coisas naquele que me fortalece.”
Filipenses 4:6;13.

RESUMO

Este trabalho se propõe a implementar um modelo de Programação Dinâmica com o objetivo de determinar uma política ótima de contratação de energia por consumidores livres. O conceito de consumidor livre foi criado em 1995 com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, sendo caracterizado pela livre negociação de preço, volume e prazo de sua energia com fornecedores no ambiente de contratação livre. O consumidor livre pode firmar contratos de compra de energia para suprimento de sua demanda com mais de um fornecedor. A execução do modelo consistiu em ponderar as variáveis envolvidas no problema como o montante de energia a ser consumido num determinado período, sazonalizada mensalmente, os preços da energia ofertada por fornecedores, os encargos e tarifas aplicáveis na comercialização de energia e o preço de liquidação das diferenças, para determinar a alocação mensal de energia a ser adquirida de cada fornecedor, minimizando o custo esperado com a compra de energia elétrica. O modelo levará em consideração que parte, definida pelo comprador, do montante de energia demandada deverá ser adquirida obrigatoriamente de fornecedores de energia eólica, pois será utilizada como parte de uma política de sustentabilidade ambiental mantida pelo comprador, que aplica em sua instituição o marketing ambiental. As execuções do modelo foram realizadas com cenários baseados em hipóteses de mercado e os resultados foram analisados sob a perspectiva do comportamento do modelo.

Palavras-Chave: programação dinâmica. energia eólica. marketing ambiental. consumidor livre.

ABSTRACT

This work intends to implement a dynamic programming model in order to determine an optimal policy of hiring energy for free consumers. The concept of free consumer was created in 1995 with the restructuring of the Brazilian electricity sector, characterized by the free negotiation of price, volume and timing of its energy suppliers in the free market. The free consumer may enter into contracts to purchase energy to supply its demand with more than one supplier. Running the model was to consider the variables involved in the problem as the amount of energy to be consumed in a given period, seasonally adjusted monthly basis, the energy prices offered by suppliers, charges and tariffs in the energy trading and settlement of price differences to determine the monthly allocation of energy to be purchased from each supplier, minimizing the expected cost with the purchase of electricity. The model takes into account that part, defined by the purchaser, the amount of energy demand must be acquired compulsorily from wind energy suppliers, it will be used as part of an environmental sustainability policy maintained by the buyer, which applies in the environmental marketing of your institution. The executions were carried out with the model scenarios based on market assumptions and the results were analyzed from the perspective of model behavior.

Keywords: dynamic programming. wind energy. green marketing. free consumer.

LISTA DE FIGURAS

1	Organização do setor elétrico brasileiro	27
2	Interação entre agentes vendedores e compradores via CCEAR	29
3	Liquidação de diferenças no mercado de curto prazo	32
4	Setor elétrico brasileiro desverticalizado	33
5	Contrato com sazonalização uniforme	36
6	PLD - 2003 a 2010. Fonte: CCEE	41
7	Capacidade eólica instalada no mundo - Os dez primeiros. Fonte: (GWEC, 2010)	48
8	Evolução da capacidade mundial instalada. Fonte: (GWEC, 2010)	49
9	Capacidade anual instalada por região. Fonte: (GWEC, 2010)	49
10	Previsão de crescimento na capacidade mundial de energia eólica - 2010 a 2015. Fonte: (GWEC, 2010)	50
11	Previsão de crescimento na capacidade mundial de energia eólica, por continente - 2010 a 2015. Fonte: (GWEC, 2010)	50
12	Geração verificada das usinas eólicas – Região Nordeste.	52
13	Exemplo de modelo - controle de estoque. Fonte: (BERTSEKAS, 2005)	62
14	Transição entre os estados possíveis. Fonte: (BERTSEKAS, 2005)	63
15	Gráfico de evolução de custos - cenário 01 vs cenário 02.	85
16	Gráfico de evolução de custos - cenário 04 x contraprova.	88
17	Gráfico de evolução de custos - cenário 02 x cenário 07.	91
18	Mecanismos de realocação de energia	101

LISTA DE TABELAS

1	Comparativo entre o modelo antigo e o modelo resultante do projeto RE-SEB	22
2	Comparativo entre os modelos do setor elétrico brasileiro	28
3	Restrições para consumidores livres.	31
4	Contrato com sazonalização uniforme.	35
5	Contrato com sazonalização proporcional.	36
6	Contrato com sazonalização uniforme com flexibilização de $\pm 10\%$	38
7	Sazonalização proporcional e flexibilização de $\pm 10\%$	38
8	Contrato com sazonalização proporcional com flexibilização por obrigação de $\pm 10\%$	38
9	Contrato com sazonalização proporcional com flexibilização por opção de $\pm 10\%$	39
10	Patamares de carga	40
11	Caso 01 – Desconto TUSD/TUSD	44
12	Caso 02 – Desconto TUSD/TUSD	45
13	Caso 03 – Desconto TUSD/TUSD	45
14	Caso 04 – Desconto TUSD/TUSD	45
15	Distribuição espacial do potencial eólico brasileiro	51
16	Distribuição dos novos parques por estado - Leilão de Energia Eólica, Dezembro de 2009	52
17	Resumo da política ótima do controle de estoque. Fonte: (BERTSEKAS, 2005)	66
18	Exemplo para compreensão das variáveis de restrição do modelo.	78
19	Exemplo fornecedores de energia eólica.	78
20	Exemplo de combinações de contratos de energia eólica para suprimento de demanda.	80
21	Demanda do consumidor A para 12 meses.	80
22	Encargos utilizados na tarifação de uso do sistema de transportes.	81
23	Fornecedores de energia utilizados nos estudos de casos.	81
24	Valores previstos para mercado <i>spot</i> - configuração 1.	82
25	Cenário 01 - Compra de energia apenas de um fornecedor de energia hidrelétrica.	83

26	Cenário 02 - Compra de energia de dois fornecedores de energia, hidrelétrica e eólica.	84
27	Cenário 03 - Compra de energia de dois fornecedores de energia, hidrelétrica e eólica.	85
28	Contraprova dos resultados apresentados no cenário 03.	86
29	Cenário 04 - Compra de energia de três fornecedores de energia, um hidrelétrica e dois eólicos.	87
30	Contraprova dos resultados apresentados no cenário 04.	87
31	Cenário 05 - Compra de energia de três fornecedores de energia, um hidrelétrica e dois eólicos.	89
32	Valores previstos para mercado <i>spot</i> - configuração 2.	89
33	Cenário 06 - Compra de energia apenas de um fornecedor de energia hidrelétrica.	90
34	Cenário 07 - Compra de energia de dois fornecedores de energia, um hidrelétrico e um eólico.	90
35	Oferta de produtos na simulação de leilão de energia excedente.	97
36	Oferta de produtos na simulação de leilão de energia excedente.	98
37	Rateio da oferta do Produto Agregado X	99
38	Compradores participantes do leilão do Produto Agregado X	99
39	Rateio do resultado do leilão entre compradores e vendedores.	99

SUMÁRIO

1	Introdução	12
1.1	Objetivos	14
1.1.1	Objetivos Gerais	14
1.1.2	Objetivos Específicos	15
1.2	Importância	15
1.3	Limitações	16
1.4	Estrutura do Trabalho	16
1.5	Trabalhos Relacionados	17
2	Setor Elétrico Brasileiro	19
2.1	Introdução	19
2.2	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico - RE-SEB	19
2.3	Nova Reforma no Setor Elétrico Brasileiro	22
2.4	Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	24
2.4.1	Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	27
2.4.2	Ambiente de Contratação Livre (ACL)	30
3	Comercialização de Energia no Brasil	33
3.1	Introdução	33
3.2	Contratos Bilaterais	34
3.2.1	Flexibilização	37
3.3	Preço de Liquidação das Diferenças - PLD	39
3.3.1	NEWAVE	41
3.3.2	DECOMP	41
3.4	Encargos	42
3.4.1	Encargos setoriais	42
3.4.2	Encargos Emergenciais	43
3.4.3	Encargos de Transportes	43
3.5	Penalidades	46

4	Energia Eólica	47
4.1	Introdução	47
4.2	Energia Eólica no Mundo	48
4.3	Energia Eólica no Brasil	50
4.3.1	PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	53
4.4	Marketing Ambiental	54
5	Programação Dinâmica	58
5.1	Introdução	58
5.2	Exemplo de Utilização da Programação Dinâmica	61
5.2.1	Execução do Algoritmo - Problema do Controle de Estoque	62
6	Metodologia Utilizada	67
6.1	Introdução	67
6.2	Custo da Energia	68
6.3	Modelagem do Problema	72
6.4	Aplicação em Estudos de Casos	80
6.5	Considerações	90
7	Conclusão e Trabalhos Futuros	92
A	Leilões de Energia Elétrica	95
B	Mecanismo de Realocação de Energia	101
C	Algoritmo de Combinação de Contratos	102
D	Implementação do Modelo de Programação Dinâmica	105
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	108

1 INTRODUÇÃO

Nos anos 2001 e 2002, o Brasil enfrentou um grave racionamento no fornecimento de energia elétrica. Mesmo após a grande reforma no setor elétrico do país, ocorrido no início da década de 90, as mudanças realizadas não foram suficientes para evitar uma crise no setor nestes anos. Com isso, o governo brasileiro realizou novas intervenções, e seu Ministério de Minas e Energia aplicou novas ações que acarretaram em mudanças institucionais e regulatórias no mercado energético do país. O principal objetivo foi garantir o suprimento energético, de modo a manter o crescimento econômico do país.

Em termos regulatórios, a energia que com a reforma de 2003 tinha seu preço negociado livremente nos segmentos de geração e comercialização, passou a ter um novo ambiente com objetivo de determinar o preço e demais regras da comercialização do *royalty*. Logo o mercado energético passou a operar em dois ambientes, um regulado e o outro livre. No ambiente regulado, o governo determina o preço de compra e venda através de leilões de energia elétrica, enquanto que no ambiente livre, consumidores devidamente enquadrados para participação deste mercado, negociam e pactuam os preços, montantes e prazos diretamente com os fornecedores de energia.

A questão marcante que prevalece na negociação de compra e venda da energia é o fato de que os contratos firmam compromissos futuros, para uma quantidade, que certamente, não será a mesma consumida no momento de sua efetivação. A diferença entre o contratado e o verificado é liquidada no mercado de curto prazo a um preço que pode ser maior ou menor do que o preço pactuado nos contratos. Dadas as incertezas de mercado, tal situação gera um risco que deve ser levado em conta para contratação de energia, onde o consumidor poderá se beneficiar ou ter que arcar com um custo elevado e não planejado.

O sistema de geração de energia elétrica do Brasil é predominantemente hidráulico, cerca de 90% do número de parques geradores do país. As energias alternativas como eólica, solar, biomassa, têm ganhado importância no mercado de geração de energia devido a dois motivos: pressão da sociedade para utilização de fontes renováveis e limpas na geração de energia, e complemento da matriz energética, já que a geração de energia elétrica a partir de usinas hidráulicas está diretamente ligada ao nível dos reservatórios, que por sua vez está ligado com o ciclo das chuvas. No caso específico da energia eólica, esta pode atuar como um complemento da energia hidrelétrica, dado que, em estações úmidas, há mais chuvas e menos vento, enquanto que em períodos secos, há menos chuvas e mais ventos.

Nos últimos anos, o aquecimento global ganhou importância na pauta de dis-

cussões entre os países, e a preocupação com os impactos ambientais causados pelo excesso de poluentes emitidos na atmosfera tem refletido ações que visam minimizar esse cenário de degradação. No caso da geração de energia, tomando como exemplo a energia eólica, objeto deste trabalho, diversos países estão compondo sua matriz geradora com parques desta energia limpa. Estudos apontam que a capacidade disponível de geração de energia a partir dos ventos, corresponde a quatro vezes o consumo total de energia de todo o planeta. Países da Europa, Ásia e América do Norte já compõem parte de seu parque com turbinas eólicas, e ainda contam com uma previsão de crescimento para os próximos quatro anos em torno de três vezes relativa a capacidade instalada atual.

A América Latina ainda apresenta baixo percentual nessa participação, mas o Brasil tem um papel muito importante na mudança deste cenário. O governo brasileiro implantou em 2004, o PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, cujo objetivo é prover incentivos à implantação de empreendimentos que forneça energia a partir de fontes renováveis e limpas, as quais enquadram-se as eólicas. Estima-se que o continente, liderado pelo Brasil, Chile e México, terá um aumento de dez vezes de sua capacidade para os próximos quatro anos.

As empresas com a utilização do chamado marketing ambiental, têm agregado valores de sustentabilidade ambiental com a mudança de filosofia de comercialização de seus produtos, que vai desde o processo de fabricação da mercadoria, até o recolhimento dos materiais pós-consumo para devida reciclagem. A escolha de uma energia limpa, como peça da estratégia de incentivo à redução da degradação ambiental, é fundamental para certificar um produto final ecologicamente correto.

O objetivo deste trabalho é aplicar uma metodologia para compra de energia por consumidores livres que tenham o marketing ambiental como política de promoção de seus produtos ou serviços. O consumidor livre pode manter um portfólio contendo mais de um fornecedor, distribuídos em diferentes fontes de energia. Com isso, o comprador pode estabelecer um critério em que um montante de sua energia total seja proveniente exclusivamente de empreendimentos de energia eólica, mantendo um perfil que o caracteriza como parceiro ambientalmente sustentável.

Através de um modelo de programação dinâmica, será implementado um aplicativo, que auxiliará esses tipos de consumidores livres na determinação da contratação mensal de sua energia, considerando que dentro de um montante total de energia que deverá ser adquirido em um período, uma parte determinada por ele será obrigatoriamente oriunda de usinas eólicas. Serão aplicadas as principais regulamentações vigentes no setor elétrico brasileiro, de forma que as simulações com hipóteses de mercado estejam as mais fiéis possíveis com uma situação de compra real.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivos Gerais

O objetivo geral deste trabalho é conceber um sistema computacional capaz de auxiliar os consumidores de energia que participam do mercado de livre negociação do setor elétrico brasileiro, na compra de energia elétrica. Neste trabalho será considerado que este consumidor é detentor de um programa de sustentabilidade ambiental, e poderá utilizar os resultados apresentados pelo programa na formulação de sua carteira de compra de energia, onde parte desta energia deverá ser contratada de usinas de energia eólica.

O aplicativo implementará um modelo de Programação Dinâmica que será capaz de determinar a quantidade ótima, mês a mês, de energia que deverá ser comprada de fornecedores de energia convencional e de fornecedores de energia eólica, minimizando o custo esperado. O modelo a ser implementado terá os seguintes dados de entrada:

- Quantidade total de energia necessária;
- Quantidade de energia eólica desejável para contratação;
- Período de contratação, em meses;
- Contratos de fornecimento de energia, sendo caracterizados por:
 - Preço da energia,
 - Percentual de desconto no encargo incidente sobre o transporte de energia,
 - Oferta mensal de energia;
- Sazonalização mensal da demanda de energia.

Serão considerados os principais aspectos regulatórios que estão vigentes no mercado de livre comercialização de energia elétrica no Brasil, como contabilização mensal de energia no mercado de curto prazo, conhecido também como mercado *spot*, e encargos obrigatórios nas operações de compras realizadas neste mercado. Os encargos utilizados na execução do modelo são encargos com transporte de energia elétrica, encargos de serviços do sistema, além do preço de liquidação de diferenças, utilizado para contabilizar a diferença de energia consumida e contratada pelo comprador. Como este preço é determinado somente na semana de contabilização de consumo, é necessário trabalhar com uma previsão para o seu valor futuro. No entanto, não é objetivo deste trabalho determinar um mecanismo para prever ou estimar valores do preço de liquidação de diferenças, portanto, será assumido que o consumidor utilizará um modelo a parte para estimar os valores esperados para o mercado *spot*.

A saída do programa consistirá em:

- Quantidade de energia que deverá ser contratada em cada mês;
- Quantidade de energia que deverá ser contratada junto ao(s) fornecedor(es) de energia hidrelétrica, em cada mês;
- Quantidade de energia que deverá ser contratada junto ao(s) fornecedor(es) de energia eólica, em cada mês;
- Custo mensal com os contratos de energia hidrelétrica;
- Custo mensal com os contratos de energia eólica;
- Custo mensal de liquidação no mercado de curto prazo;
- Custo mensal com encargos aplicáveis à comercialização de energia.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Minimizar o custo esperado do consumidor livre quanto a aquisição de energia provenientes de empreendimentos de energia convencional e de energia eólica, com a filosofia de agregar característica de sustentabilidade ambiental no processo de compra de energia elétrica;
- Criar um modelo de programação dinâmica aplicado ao processo de compra de energia elétrica por consumidores livres;
- Implementar o modelo em um programa computacional, baseado na linguagem de programação JAVA;
- Analisar os resultados obtidos, comparando possíveis cenários de compras provenientes de contratos de energia convencional e energia eólica, através de hipóteses de mercado.

1.2 Importância

Os consumidores livres de energia ao optarem pelo mercado de livre negociação, adquirem o risco de planejar e firmar seus contratos de compra de energia. Estão sujeitos a todos os encargos e tributos do setor, e a variação do valor da energia no mercado de

curto prazo, onde são liquidados seus contratos de consumo. Logo, possuir uma ferramenta que possa auxiliar na alocação de sua demanda mensal nos contratos de compra é extremamente importante, visto a necessidade de minimização de seus custos com sua exposição no mercado *spot*.

Além disso, o consumidor que optar por um marketing de sustentabilidade ambiental, alinhando a aquisição de energia convencional com energia eólica, deverá ter uma ferramenta que o auxilie na distribuição de energia entre os dois contratos, de forma que o custo com a aquisição de energia seja o menor possível. Na perspectiva de avaliação do mercado de curto prazo, este trabalho propõe auxiliar o consumidor na distribuição de sua demanda entre os dois contratos.

1.3 Limitações

As simulações de contratação de energia por consumidores livres presentes neste trabalho, estão limitadas a dados empíricos. Não foram disponibilizados dados de quaisquer empresas que se enquadram nesse perfil, mas os números utilizados se apresentam de maneira coerente com o perfil de consumidores no ambiente de contratação livre.

O modelo de programação dinâmica criado neste trabalho está preparado para trabalhar com quaisquer número de contratos que um comprador deseje negociar, mas para efeitos de estudo limitamos a execução do algoritmo em até três contratos. Além disso, para reduzir o universo de variáveis que compõem o modelo, os encargos utilizados foram limitados aos encargos de transportes, TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), e serviços do sistema, ESS (Encargos de Serviços do Sistema).

1.4 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho foi organizado para manter uma linha de entendimento na compreensão do modelo aplicado e seus resultados. O trabalho reuniu informações sobre os principais temas abordados nesta pesquisa, o mercado energético brasileiro, o crescimento da matriz de geração eólica, a programação dinâmica e a negociação de contratos de compra de energia por consumidores livres.

No capítulo 2 é descrito o setor elétrico brasileiro com uma abordagem da evolução do setor, dadas as mudanças ocorridas a partir da reforma realizada no início da década de 90. Neste capítulo, são elencados ainda os aspectos regulatórios que determinam a comercialização de energia nos dois ambientes de contratação, o regulado e o livre.

No capítulo 3 é fornecida uma visão sobre a comercialização de energia no mer-

cado livre, com detalhamento dos itens envolvidos na negociação. Através de contratos bilaterais, os consumidores firmam montantes, preços, prazos e sazonalidade da energia que os seus fornecedores devem cumprir de modo a suprir seu consumo esperado. Além disso, dois itens que contribuem no custo final da aquisição do insumo, os encargos de transporte e utilização dos serviços, e a liquidação de excedentes de energia no mercado de curto prazo, são detalhados para melhor compreensão de suas utilizações no modelo proposto.

No capítulo 4 é exibida a evolução da geração energia eólica, em níveis mundial e nacional. São inseridos os motivos que estão contribuindo para o crescimento dessa tecnologia, como a preocupação dos países com a degradação ambiental, e acréscimo de capacidade em suas matrizes energéticas. Uma parte deste capítulo é dedicada a uma breve descrição do marketing ambiental, uma ferramenta que está sendo utilizada pelas empresas com o objetivo de remodelagem no processo fabril de seus produtos, aliados com uma redução nos impactos ambientais gerados num processo convencional.

No capítulo 5 são abordadas as definições que envolvem a modelagem na Programação Dinâmica, com os aspectos matemáticos de sua implementação. Também é descrito um exemplo prático de sua aplicabilidade.

E por fim, no capítulo 6 é construído um modelo de Programação Dinâmica para o problema de compra de energia elétrica por consumidores livres, aplicando e analisando os resultados em algumas hipóteses de mercado.

1.5 Trabalhos Relacionados

Esta seção tem a finalidade de descrever alguns trabalhos que serviram de suporte teórico ao entendimento do mercado de energia elétrica, e ao desenvolvimento de um modelo de Programação Dinâmica que pudesse ser aplicado ao problema de compra de energia elétrica por consumidores que atuam no Ambiente de Contratação Livre.

Florezi (2009) apresentou uma pesquisa sobre os consumidores livres de energia elétrica, elencando os aspectos regulatórios que definem este tipo de consumidor. Foi utilizado como um dos instrumentos para subsidiar entendimento sobre este tipo de consumidor.

Fernandez (2010), em seu trabalho, propôs o desenvolvimento de uma metodologia baseada em programação linear, para operação de um portfólio de contratos de compra e venda de energia elétrica por comercializadores no ambiente de contratação livre. O objetivo foi a maximização dos resultados financeiros com a alocação ótima de seus contratos de compra e venda de energia, permitindo simulação de cenários alternativos de consumo,

variações de preços de curto prazo e opções de contrato.

Sánchez (2008), em sua tese, apresentou uma metodologia para negociação de contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, considerando o ponto de vista dos agentes, vendedores ou compradores. Sua metodologia consistiu em avaliar a exposição no mercado de curto prazo e nível de energia disponível na visão dos vendedores, e para os compradores, o nível de cobertura contratual para satisfazer suas demandas.

Takahashi (2008), em sua tese, apresentou a aplicação de um modelo de Programação Dinâmica na negociação de contratos flexíveis a termo, que permitem ajustes na determinação da carga de energia a ser entregue em cada intervalo de discretização. Em sua abordagem, objetivou melhoramentos na gerência do risco contratual para as empresas geradoras, e redução do preço de energia elétrica para os consumidores finais.

2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 Introdução

No início da década de 90, o Brasil iniciou uma transformação no seu setor elétrico. O governo brasileiro, através de seu Ministério de Minas e Energia, criou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB, com o objetivo principal de desverticalizar a estrutura responsável pelo fornecimento de energia elétrica. O governo objetivou garantir o suprimento de energia em resposta a previsão de crescimento de consumo, já que não tinha condições financeiras para investir em melhorias no sistema (FLOREZI, 2009).

A reestruturação ocorreu primeiramente através de mudanças na legislação, com o objetivo de transferir a responsabilidade de operação e investimentos das empresas federais e estaduais para a iniciativa privada, já que as empresas estatais estavam financeiramente comprometidas, face às condições econômicas da década de 80. Ao Estado caberia apenas a função de fiscalizar e regular as operações nesse mercado. A estrutura, antes monopolista, centralizada, passaria a modularização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, com a privatização das empresas responsáveis por estas atividades.

2.2 Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico - RE-SEB

O Brasil viveu no início da década de 80, o quarto período do desenvolvimento do setor elétrico, caracterizado por uma crise econômico-financeira do setor, fruto de um aumento da dívida externa e fortes cortes orçamentários das estatais. O cenário desfavorável provocou a redução do valor das tarifas, como forma de combate à inflação, fazendo com que as empresas não tivessem mais a remuneração mínima de 10%, percentual previsto em lei. Além disso, dado o endividamento externo, a taxa de juros internacionais foi elevada a um patamar que culminou na redução do percentual de crescimento econômico do país à metade do previsto. O reflexo de todo esse contexto foi a não execução de obras para melhorias no setor elétrico, de forma a garantir o suprimento da demanda em crescimento (DALMOLIN, 2001).

Com a redução substancial de investimento, os principais órgãos do setor foram se enfraquecendo, consolidando uma crise que seria equacionado com mudanças institucionais. Segundo Chaves (2010), o endividamento do setor elétrico cresceu violentamente entre as décadas de 1970 e 1980, passando de 12 para 376 bilhões de cruzeiros no período

de 1973 e 1986. Além disso, a rolagem dos compromissos financeiros e o consequente aumento da parcela de serviço de dívida na balança setorial fizeram com que a década de 1980 terminasse com a necessidade de se encontrar novos mecanismos para o equacionamento financeiro de empreendimento do setor.

As mudanças no setor elétrico brasileiro começaram a ocorrer no início da década de 90, quando o governo através de novas leis, instituiu novas regras para o setor. O ano de 1993 é considerado o marco para o início da reforma energética do país, através da promulgação da Lei N.º 8.631, Lei Eliseu Resende. Segundo Dalmolin (2001), essa lei foi responsável pelas seguintes ações:

- Extinção da equalização tarifária ¹,
- Extinção da remuneração garantida, e
- Instituição da recuperação tarifária.

Com essa Lei, o governo estava dando início ao estabelecimento da competitividade no mercado energético. Em 1995, a criação da Lei N.º 9.074 estabeleceu os conceitos de *Produtor Independente de Energia (PIE)* e de *consumidor livre*. Os PIE são geradores de energia que podem vender energia para consumidores livres com carga igual a 10 MW e tensão maior ou igual a 69 kV. Os consumidores livres são agentes do setor que têm a liberdade de escolher o seu fornecedor de energia elétrica, dentro de certos requisitos e condições previamente estabelecidos. Seriam considerados consumidores livres aqueles consumidores que tivessem carga igual ou maior a 3 MW, e atendidos em tensão maior ou igual a 69 kV. A Subseção 2.4.2 detalha os requisitos para enquadramento de um consumidor como consumidor livre.

No ano de 1996, a consultoria inglesa Coopers & Lybrand foi contratada pelo governo brasileiro para auxiliar na reestruturação do setor, pois possuía experiência em reforma no setor elétrico de diversos países, como Grã-Bretanha, Finlândia, Ucrânia, Portugal, Polônia e Colômbia (FLOREZI, 2009). Os objetivos de contratação do consórcio foram, segundo Landi (2002):

- Sugerir um novo desenho para o mercado elétrico, capaz de estabelecer regras visando a preservar o espaço competitivo nas áreas de geração e comercialização de energia, as condições de atuação nas áreas de geração e comercialização de energia, e as condições de atuação nas áreas onde ainda predominavam monopólios (transmissão e distribuição de energia);

¹A equalização tarifária foi estabelecida pelo Decreto - Lei 1.383/1974. Segundo esse princípio, as tarifas para consumidores de uma mesma classe deveriam ser iguais em todo o território nacional. O direcionador dessa medida foi a estratégia do Governo Federal de estender, a todos estados da federação, os benefícios da exploração dos recursos hídricos, nessa época, concentrados nas regiões Sul e Sudeste.

- Propor uma nova organização institucional, particularmente no que se refere às empresas e instituições vinculadas ao governo federal.

As principais conclusões do projeto RE-SEB, segundo Florezi (2009) foram:

- Desverticalizar as empresas de energia elétrica, separando os segmentos de geração, transmissão e distribuição;
- Estabelecer a competição na geração e comercialização;
- Manter sob regulação a distribuição e transmissão de energia elétrica.

O Brasil seguiu a mesma linha de muitos países da América Latina ao redefinir um novo modelo institucional, colocando o Estado no papel de regulador e de planejador de políticas setoriais ao invés de investidor. Do mesmo modo que no Brasil, os países da América Latina que remodelaram seu setor elétrico também encontravam-se em crise, e encontraram na privatização uma maneira de aumentar a eficiência produtiva de suas empresas (LANDI, 2002). Desse o modo, o Brasil criou o Programa Nacional de Desestatização – PND ² com os seguintes objetivos:

- Reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada iniciativas que o então governo considerava indevidamente exploradas pelo setor público;
- Contribuir para a redução da dívida pública, concorrendo para o saneamento das finanças do setor público;
- Permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades que viessem a ser transferidas à iniciativa privada;
- Contribuir para a modernização do parque industrial do país, ampliando sua competitividade e reforçando a capacidade empresarial nos diversos setores da economia;
- Permitir que a administração pública concentrasse seus esforços nas atividades em que a presença do Estado fosse fundamental para as consecução das prioridades nacionais.

A Tabela 1 exhibe um comparativo entre o modelo antigo e o modelo resultante do projeto RE-SEB.

²o Programa Nacional de Desestatização foi criado através da Lei N.º 8.031, de 12 de abril de 1990.

Tabela 1: Comparativo entre o modelo antigo e o modelo resultante do projeto RE-SEB

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas
Monopólios - competição inexistente	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização
Mercado regulado	Mercado livre
Planejamento determinativo - Grupo Coordenados do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobra/déficits do balanço energético liquidados no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE

2.3 Nova Reforma no Setor Elétrico Brasileiro

Entre 2001 e 2002, o Brasil enfrentou um racionamento³ de energia. Um período de baixo índice pluviométrico nas bacias de grandes reservatórios de água, em conjunto com as dificuldades referentes à transição do modelo estatal para um modelo misto, estatal-privado, baseado na competição, refletidas em poucos investimentos no setor, gerou uma crise que praticamente encerrou a continuidade da reforma do setor elétrico brasileiro (CLÍMACO, 2010).

Em consequência disso, por meio de Decreto do Presidente da República, foram criadas a Comissão de Análise Hidrotérmico de Energia Elétrica – CAHEE – e a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE. A principal atribuição da CAHEE foi avaliar, em sessenta dias, a política de produção energética, identificando as causas do desequilíbrio entre a demanda e a oferta no mercado energético do país.

A GCE atuou segundo quatro vetores de atuação (CHAVES, 2010):

³**Racionamento:** período no qual vigorou a redução de consumo de energia elétrica imposta em função do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (PERCEE), disciplinado pela Medida Provisória n.º 2.198-5/01. O racionamento compreendeu o período de 01/07/2001 a 28/02/2002, para os consumidores atendido por meio dos Sistemas Interligados das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. E 01/07/2001 a 31/12/2001 para os consumidores dos Estados do Pará e Tocantins atendidos pelo Sistema Interligado do Norte.

- Racionamento de até 20% no consumo de energia elétrica;
- Desenvolvimento de um programa estratégico de aumento da oferta de energia elétrica;
- Desenvolvimento de um programa emergencial de aumento da oferta de energia elétrica;
- Revitalização do setor elétrico.

Segundo Florezi (2009), o estudo iniciou a partir da análise dos seguintes questionamentos:

- Quais foram os fatores e respectivos níveis de severidade, que contribuíram para crise de suprimento de energia elétrica?
- Os órgãos MME e ANEEL tinham conhecimento de uma crise iminente? Se positivo, ações foram tomadas para mitigá-la ou minimizá-la?
- Houve comunicação entre os órgãos ONS, MME, ANEEL e o alto escalão do Governo para discutir a probabilidade de uma crise e suas consequências?
- Quais falhas institucionais e normativas contribuíram para a crise?
- Quais as recomendações da Comissão para equacionar os problemas encontrados?

As principais considerações da comissão foram:

- O risco de déficit energético para o ano 2000 poderia ter sido previsto em novembro de 1999, quando estava em 14%, quase três vezes mais do que o valor de referência de 5%.
- Um desequilíbrio no sistema de geração energética, devido a atrasos na execução de obras de geração e transmissão, após conclusão do RE-SEB, entre 1998 e 2001, acarretou no esvaziamento demasiado dos reservatórios do parque gerador brasileiro.
- Houve erro na sinalização da situação de geração de energia, devido a um superdimensionamento da Energia Assegurada.
- O não funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, criado em 1997.

Foi criado o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, com os seguintes objetivos (FLOREZI, 2009):

- Corrigir as disfunções do sistema,
- Propor mudanças que permitissem a expansão da oferta de energia elétrica,
- Rever o funcionamento do MAE,
- Reavaliar o modelo do Setor Elétrico Brasileiro, face às lições aprendidas com o racionamento.

As análises deste Comitê resultaram nos Relatórios de Progresso, que recomendaram os seguintes ajustes para o novo modelo:

- Promover a modicidade tarifária;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Assegurar a estabilidade do marco regulatório;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, através de programas de universalização do atendimento.

2.4 Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

O racionamento ocorrido nos anos de 2001 e 2002 levou ao processo de modificação no modelo do setor, conduzido pelo Ministério de Minas e Energia - MME, do governo presidido por Luiz Inácio Lula da Silva.

A partir de janeiro de 2003, o MME iniciou a "Reforma das Reformas", base do novo modelo do setor elétrico brasileiro, sustentado pelas Leis N.º 10.848 ⁴ e 10.847, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto N.º 5.163 ⁵, de 30 de Julho de 2004.

Segundo Chaves (2010), os principais objetivos da criação do novo modelo são:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;

⁴A Lei N.º 10.848 altera as Leis N.º 5.665, de 20 de maior de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, de 10.438, de 26 de abril de 2002 e dá outras providências (CCEE, 2011)

⁵O Decreto N.º 5.163 regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências (CCEE, 2011).

- Assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema;
- Promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

O novo modelo definiu a criação de três novos órgãos: EPE - Empresa de Pesquisa Energética, responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo; CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, responsável por avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica; CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, criada com o objetivo de dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema. Abaixo são listados os órgãos, e suas responsabilidades dentro do setor elétrico, além dos agentes que compõem o setor.

- CNPE - Conselho Nacional de Política Energética - Responsável pela homologação da política energética, em articulação com as demais políticas públicas. Sua principal atribuição é formular políticas públicas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso no país.
- CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - Responsável pelo monitoramento das condições de atendimento e recomendação de ações preventivas para garantir a segurança do suprimento.
- MME - Ministério de Minas e Energia - Responsável pela formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética - Responsável pela execução de estudos para definição da Matriz Energética e planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão).
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - Responsável pela regulação e fiscalização, zelando pela qualidade dos serviços prestados, universalização do atendimento e pelo estabelecimento de tarifas para consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes de Comercialização.
- ONS - Operador Nacional do Sistema - Responsável pela coordenação e controle de operação, da geração e da transmissão do sistema elétrico interligado.
- CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - Administração de contratos, liquidação do mercado de curto prazo.

- Agentes - Os Agentes dividem-se nas categorias de Geração, Distribuição e Comercialização.
 - Geração: Esta categoria engloba os geradores, produtores independentes de energia e os autoprodutores, que poderão comercializar energia tanto no ACR como no ACL. São 2.185 empreendimentos de geração em operação no país uma capacidade de 108 GW de potência instalada entre unidades geradoras eólicas, hidrelétricas, fotovoltaicas, termelétricas e nucleares. Os principais empreendimentos de geração do Brasil estão representados em 162 unidades hidráulicas, 142 termelétricas e 2 term nucleares, cerca de 5% do total, mas que representam mais de 90% de toda a capacidade de geração nacional.
 - * Concessionárias de Serviços Públicos de Geração ou Geradores: São agentes titulares de Serviço Público Federal delegado no Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica;
 - * Produtores Independentes de Energia Elétrica: são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco;
 - * Auto-produtores: São agentes de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.
 - Distribuição: Esta categoria engloba as Distribuidoras de energia, responsáveis para serviço de rede e venda de energia aos consumidores no ACR. No novo modelo, os distribuidores têm participação obrigatória no ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.
 - Comercialização: Esta categoria engloba os agentes importadores e exportadores, comercializadores e consumidores livres.
 - * Importadores: São os agentes do setor que detém, autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional;
 - * Exportadores: São os agentes do setor que detém autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos;
 - * Comercializadores: Estes agentes compram energia através de contratos bilaterais celebrados no ACL, podendo vender energia aos consumidores livres, no próprio ACL, ou aos distribuidores através de leilões do ACR.

- * Consumidores livres: São consumidores que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, podem escolher seu fornecedor de energia elétrica (geradores ou comercializadores) por meio da livre negociação.

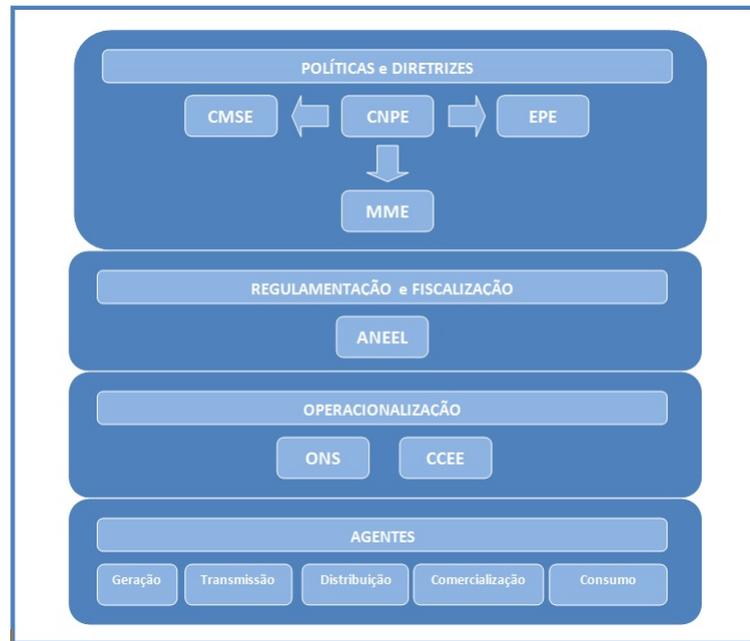


Figura 1: Organização do setor elétrico brasileiro

Com relação à comercialização de energia, os preços que durante os anos de 1995 a 2003, com a RE-SEB, eram livremente negociados na geração e comercialização, foram regulamentados e passaram a ter dois ambientes de contratação, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR – e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A Tabela 2 compara as principais mudanças fixadas a partir do novo modelo, em vigor desde 2004.

2.4.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores), que adquirem o produto para fornecimento aos chamados consumidores cativos (CCEE, 2011). Os agentes distribuidores podem adquirir energia das seguintes formas:

- Em leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração, existentes ou de novos,

Tabela 2: Comparativo entre os modelos do setor elétrico brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre, Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado, leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado regulado	Mercado livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento determinativo - grupo coordenados do planejamento dos sistemas elétricos (GCPS)	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobra/déficits do balanço energético liquidados no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

- Por geração distribuída, desde que a contratação seja precedida de chamada pública realizada pelo próprio Agente de Distribuição e com montante limitado a 10% do mercado distribuidor,
- Em usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA ⁶,
- Na Itaipu Binacional.

⁶O PROINFA é descrito na subseção 4.3.1 do capítulo 4

O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão, segundo o inciso VII, do artigo 20, do Decreto N.º 5.163/2004, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por MWh para atendimento da demanda prevista das Distribuidoras. Os CCEARs são contratos bilaterais firmados entre cada Agente Vendedor, vencedor de um determinado leilão de energia, e todos os Agentes de Distribuição compradores, conforme demonstrado na Figura 2. Nele é declarada a necessidade de compra para um determinado ano de início de suprimento referente a energia contratada no leilão.

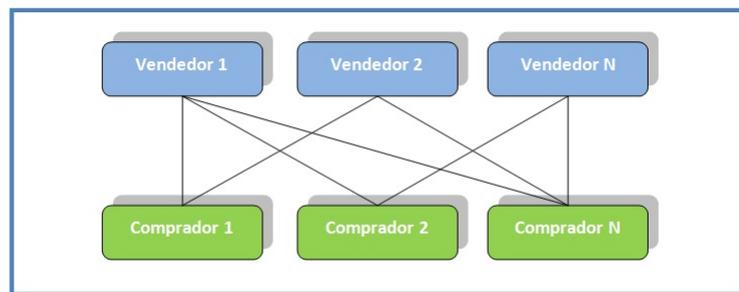


Figura 2: Interação entre agentes vendedores e compradores via CCEAR

Para cada tipo de leilão, há CCEARs com prazos específicos de duração:

- Nos leilões de compra de energia de novos empreendimentos, no mínimo quinze e no máximo trinta anos, contados a partir do início do suprimento de energia;
- Nos leilões de compra de energia de empreendimentos existentes, no mínimo cinco e no máximo quinze anos, contados a partir do ano seguinte ao da realização dos leilões.

Os mercados podem sofrer variações após a realização dos leilões, assim, as distribuidoras dispõem de momentos de contratação para se proteger destas variações. Considerando A como o ano previsto de suprimento da energia nova, a linha do tempo de contratação de energia tem cinco momentos, separados ano a ano, onde $A - 5$ é configurado como cinco anos antes do ano previsto do suprimento de energia, e $A - 1$, um ano antes.

O ano $A - 1$ é considerado o ano de início do fornecimento de energia, e cinco anos antes, $A - 5$, é realizado o leilão de energia nova. Dois anos após a realização do leilão, em $A - 3$, um novo leilão de ajuste é realizado, servindo para a distribuidora ajustar possíveis erros na previsão de sua demanda. Em $A - 2$ é realizado um leilão de energia existente, que substituirá os contratos em processo de vencimento, enquanto que em $A - 1$, poderão ser realizado leilões de ajuste, nos quais a distribuidora poderá comprar até 1% da carga anteriormente contratada, e estes contratos têm a duração de no máximo 2 anos. Em A ,

caso haja necessidade de cobrir eventuais déficits de suprimento, a distribuidora estará sujeita à liquidação de sua posição mês a mês no mercado de curto prazo, com risco de severas penalidades, se não cobrir estes déficits (FLOREZI, 2009).

O Apêndice A detalha a simulação de um leilão de energia elétrica no ACR.

2.4.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Os consumidores livres foram criados a partir da Lei N.º 9.074 de 1995, com restrições de carga e tensão, para efeito de enquadramento, que foram sendo modificadas em leis promulgadas posteriormente. A seguir é descrito cronologicamente as instituições das leis:

- Lei 9.074/1995:
 - Criou os consumidores livres;
 - Consumidores livres seriam aqueles que tivessem carga igual ou superior a 10 MW, em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV através de Produtor de Energia Independente - PIE.
 - Consumidor novo com demanda igual ou maior a 3 MW poderia ser livre;
- Lei 9.648/1998:
 - A partir de 1998, consumidores com 10 MW de demanda atendidos em tensão maior ou igual a 69 kV poderiam comprar energia além do PIE, também de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado;
 - A partir de 2000, o limite de demanda para consumidor livre foi reduzido para 3 MW, em qualquer nível de tensão;
 - Consumidores com demanda de no mínimo 500 kW, atendidos em qualquer nível de tensão, seriam livres para adquirir energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH.
- Lei 10.438/2002:
 - Somente os consumidores livres que comprem energia de PCHs, fonte eólica, biomassa ou solar, podem retornar à situação de cativos. Os restantes, após realizada opção de livre, podem somente retornar à condição de livre em um prazo mínimo de 5 anos; antes apenas se houver concordância da distribuidora;

Tabela 3: Restrições para consumidores livres.

Demanda Mínima	Tensão Mínima	Exercício da Opção para se Tornar Livre	Data de Ligação
10 MW	69 kV	1998	-
3 MW	-	1998	Após 08.07.95
3 MW	69 kV	2000	Antes 08.07.95
500 kW (*)	-	1998	-

(*) Desde que a energia seja adquirida de um PCH ou de fonte alternativa de energia.

A Tabela 3 resume as restrições para enquadramento de um consumidor como consumidor livre.

No ACL participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Neste ambiente há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas através de contratos bilaterais (CCEE, 2011). Desta forma, os consumidores que optarem por esta modalidade de negociação, poderão adquirir a energia diretamente dos geradores ou comercializadores, especificando prazos, volumes, flexibilidade, preços, etc.

Apesar do consumidor livre realizar negociação diretamente com os geradores ou comercializadores, esta relação é meramente contratual. Isto significa que os consumidores livres continuam conectados às redes das concessionárias locais, e ainda arcam com os custos de transporte da energia, na utilização da infraestrutura de distribuição ou transmissão.

Um consumidor potencialmente livre, antes de entrar no mercado livre, deve avaliar o custo total da energia (energia + transporte), verificando se as tarifas cobradas pela sua concessionária local é inferior ou superior ao aplicado no ambiente de contratação livre. Além disso, o preço da energia contratada, para ser satisfatório, deve cobrir o risco de estar fora do mercado regulado e sofrer com as oscilações de mercado (FERNANDEZ, 2010).

Todos os contratos de compra e venda de energia firmados entre os agentes participantes são registrados na CCEE. O órgão contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no mercado de curto prazo, ou mercado *spot* ao PLD – Preço de Liquidação das Diferenças, determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado. Dessa forma, o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre os montantes contratados e montantes medidos, conforme Figura 3.

A liquidação financeira de cada agente pode ser expressa através da equação abaixo:

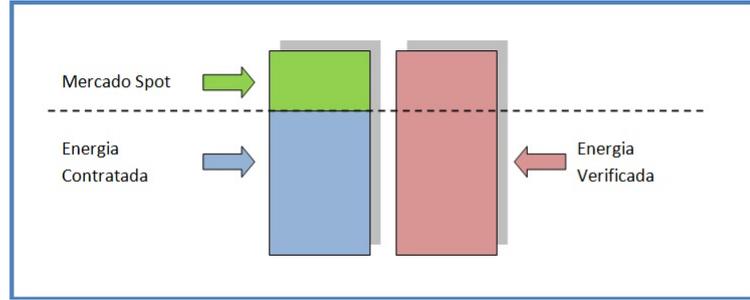


Figura 3: Liquidação de diferenças no mercado de curto prazo

$$I(y)_t = \sum_{h=1}^H [M(y)_{t,h} - N(y)_{t,h}] \times O_{t,h}, \quad (2.1)$$

onde:

y representa o agente cadastrado na CCEE;

h representa o instante horário do mês t ;

H representa o número de horas do mês t ;

$I(y)_t$ representa o custo decorrente da contabilização do agente y no mês t ;

$M(y)_{t,h}$ representa a energia medida no intervalo h no ponto de consumo do agente y no mês t ;

$N(y)_{t,h}$ representa a energia alocada dos contratos de compra de energia do agente y no intervalo h do mês t ; e

$O_{t,h}$ representa o valor do PLD no intervalo h do mês t ;

Neste trabalho, a exposição do consumidor no mercado de curto prazo será uma das variáveis que compõem o modelo, definido no Capítulo 6. A equação (2.1) será especificada na modelagem para contabilizar o consumidor no mercado *spot*, resultando na equação (6.17).

3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

3.1 Introdução

Na atual organização do setor elétrico do país, a desverticalização proporcionou aos agentes a possibilidade de agir no mercado de forma independente. A configuração antiga do setor não proporcionava ao consumidor acesso direto aos geradores para compra de energia, e a compra deveria ser efetuada diretamente com as distribuidoras, ou o consumo deveria ser suprido com a geração realizada dentro da própria planta do consumidor. Com a nova organização do setor, conforme mostrado na Figura 4, o sistema se tornou competitivo e os consumidores passaram a ter acesso direto aos geradores, distribuidores e comercializadores de energia.

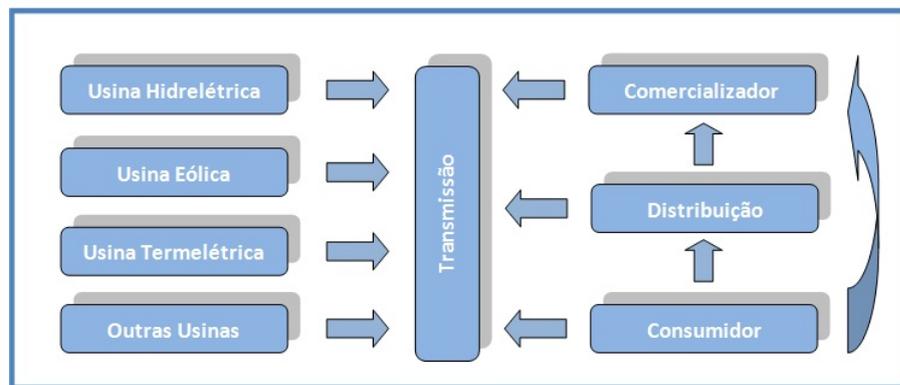


Figura 4: Setor elétrico brasileiro desverticalizado

Os consumidores cativos, por exemplo os consumidores residenciais, podem somente adquirir energia da concessionária ou distribuidora local. Os consumidores livres têm a condição de negociar contratos de suprimento de energia com os agentes do setor. Uma vez que o consumidor opta pelo mercado livre de energia, a concessionária local deixa de ser a responsável pelo seu suprimento de energia, devendo ter obrigatoriamente em suas instalações o padrão de medição de energia conforme determinação da CCEE (FERNANDEZ, 2010).

Mesmo sem o fornecimento de energia a partir de sua concessionária local, o consumidor livre continua interligado com a empresa para receber o fornecimento de energia através de seu sistema de distribuição. De forma análoga, se o consumidor estiver conectado diretamente no sistema de transmissão. Com isso, além de negociar sua parcela de energia, o consumidor irá arcar com o custo de uso da rede de distribuição ou transmissão, firmando contratos de uso do sistema de distribuição (CUSD) ou contratos de uso do sistema de transmissão (CUST), respectivamente.

O consumidor livre deverá informar mensalmente à CCEE todos os contratos de compra de energia firmados com cada agente do setor e seu consumo medido em cada ponto, então a CCEE realizará a contabilização e apurar as diferenças no mercado *spot*. Estas diferenças entre a demanda contratada e o consumo efetivo são verificados para cada hora do mês em apuração, avaliando a exposição do consumidor em variação positiva ou negativa no PLD. Tal variação de preços oferece uma oportunidade, também um risco para os comercializadores de energia no mercado livre, que podem organizar seu consumo e conseguir uma renda extra. Ou seja, com o mesmo consumo de energia, há uma possibilidade de acordo com o horário, garantir redução do custo com o consumo de energia.

3.2 Contratos Bilaterais

A energia elétrica é tratada no setor elétrico brasileiro como uma mercadoria, onde os preços são regidos pela lei da oferta e demanda. Os compradores expressam o desejo de adquirir o insumo por determinado período, carga e preço, enquanto que os vendedores expõem as condições que podem entregar o produto, conforme desejo do comprador. No caso específico da comercialização de energia elétrica no Brasil, a pactuação de deveres e direitos entre compradores e vendedores é realizada através de contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica. Através destes instrumentos são negociadas questões como prazo, quantidade e duração do fornecimento. Existem condições contratuais adicionais que são negociadas como os pontos de entrega ou pontos de medição, como serão divididos os encargos de transmissão e perdas durante o transporte da energia e quais serão as quantidades mensais a serem entregues. A quantidade mensal, devido a flutuações incertas de consumo, podem apresentar flexibilidade e ter um fator percentual registrado em contrato que representa as variações sazonais de consumo.

No ambiente de contratação livre, os contratos podem durar vários anos, podendo a carga de energia fornecida ser ajustada conforme crescimento de consumo do consumidor. De forma geral, os contratos bilaterais têm prazo mínimo de seis meses.

Segundo Clímaco (2010), a sazonalização é o processo de alocar, mensalmente, o montante de energia consumido durante um ano. Este aspecto da energia contratada é comum em contratos, uma vez que em compromissos de longo prazo existem variações no consumo durante o ano. Logo, o consumidor livre deve se planejar quanto ao consumo de energia, alocando os montantes ideais para cada mês contratado dentro de um ano. Este item contratual é opcional, e caso não seja especificada a CCEE durante a contabilização do consumo utilizará a sazonalização uniforme *flat*, que consiste em dividir a demanda anual uniformemente pelos meses (SÁNCHEZ, 2008).

Exemplo 1: Neste exemplo, será considerado um comprador que necessita de um montante anual igual a 600 MWh, ao preço de R\$ 30,00/MWh. A Tabela 4, apresenta os valores mensais e a exposição do comprador no mercado *spot* para a configuração contratual estabelecida. A sazonalidade uniforme estipulou a demanda mensal de energia em 50 MWh, com um custo mensal constante para o vendedor de R\$ 1.500,00. A diferença entre a carga e o contrato são contabilizados no mercado *spot*, com o valor precificado mensalmente, conforme a coluna 4.

Tabela 4: Contrato com sazonalização uniforme.

Mês	Quantidade (MWh)			Spot (R\$/MWh)	Pagamento (R\$)		
	Contrato	Carga	Diferença		Contrato	Spot	Total
1	50	30	-20	5	1.500	-100	1.400
2	50	50	0	10	1.500	0	1.500
3	50	40	-10	10	1.500	-100	1.400
4	50	80	30	50	1.500	1500	3.000
5	50	70	20	40	1.500	800	2.300
6	50	40	-10	30	1.500	-300	1.200
7	50	30	-20	15	1.500	-300	1.200
8	50	50	0	10	1.500	0	1.500
9	50	60	10	5	1.500	50	1.550
10	50	20	-30	5	1.500	-150	1.350
11	50	60	10	5	1.500	50	1.550
12	50	70	20	10	1.500	200	1.700
TOTAL	600	600	-	-	18.000	1.650	19.650

Através deste exemplo, é possível perceber o nível de exposição do consumidor no mercado de curto prazo. Observa-se, por exemplo, que nos três primeiros meses o consumidor não utiliza toda a demanda prevista em contrato, logo a diferença negativa é contabilizada ao seu favor no mercado de curto prazo. Ou seja, nestes três primeiros meses o comprador apenas vendeu energia no mercado *spot*. No entanto, nos meses quatro e cinco, sua demanda foi maior do que a demanda prevista no contrato, e neste caso, ele necessitou adquirir energia para complementar sua necessidade a um preço mais caro do que o negociado em seu contrato. A grande questão é que nos meses em que o comprador pode vender sua energia no mercado de curto prazo, em todos eles, o valor *spot* estava abaixo de seu preço contratual, enquanto em suas compras, em dois momentos, o valor da energia apresentou mais caro do que seu preço contratual. O reflexo de sua exposição nos doze meses contratuais é que as contabilizações de venda não foram suficientes para cobrir os custos com as compras, resultando num custo adicional de R\$ 1.650,00. A Figura 5 exhibe graficamente a exposição do consumidor para este contrato firmado.

Exemplo 2: Neste caso, será considerado os mesmos dados do exemplo anterior, mas realizando a sazonalização proporcional, ou seja, alocando a demanda mensal do contrato de acordo com a demanda prevista para consumo. A quantidade de energia

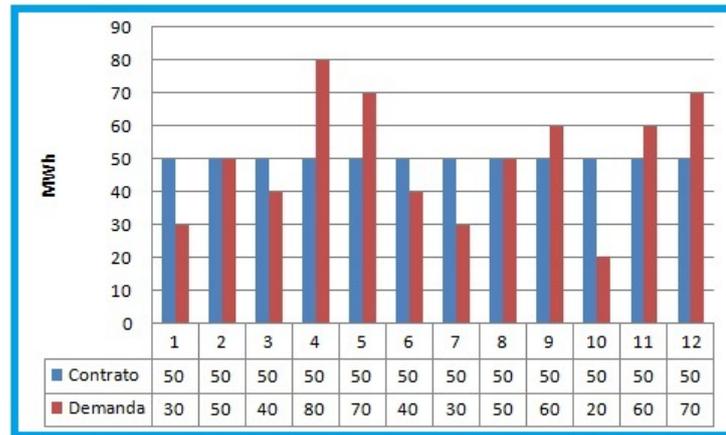


Figura 5: Contrato com sazonalização uniforme

contratada mensalmente é igual a carga registrada para o respectivo mês. Na prática, tal situação não ocorre devido às oscilações de mercado, mas com um devido conhecimento do consumidor sobre sua demanda, o risco de se expor no mercado spot é bastante minimizado com relação à sazonalização uniforme. A Tabela 5 apresenta os números mensais do comprador para este tipo de sazonalização.

Tabela 5: Contrato com sazonalização proporcional.

Mês	Quantidade (MWh)			Spot (R\$/MWh)	Pagamento (R\$)		
	Contrato	Carga	Diferença		Contrato	Spot	Total
1	30	30	0	5	900	0	900
2	50	50	0	10	1.500	0	1.500
3	40	40	0	10	1.200	0	1.200
4	80	80	0	50	2.400	0	2.400
5	70	70	0	40	2.100	0	2.100
6	40	40	0	30	1.200	0	1.200
7	30	30	0	15	900	0	900
8	50	50	0	10	1.500	0	1.500
9	60	60	0	5	1.800	0	1.800
10	20	20	0	5	600	0	600
11	60	60	0	5	1.800	0	1.800
12	70	70	0	10	2.100	0	2.100
TOTAL	600	600	-	-	18.000	0	18.000

Com a análise do segundo exemplo, pode-se concluir que a escolha do tipo de sazonalização na negociação de contratos bilaterais influencia nos pagamentos realizados pelo comprador. É importante ressaltar que no caso da sazonalização proporcional, dada a incerteza do consumo futuro, existirá contabilização no mercado *spot*, mas com a certeza de risco mínimo de exposição aos valores deste mercado.

3.2.1 Flexibilização

Dada a incerteza na previsão de consumo num contrato de consumo de energia de longo prazo, os montantes declarados mensalmente na variável de sazonalização, são diferentes dos efetivamente consumidos (SÁNCHEZ, 2008). Deste modo, uma nova variável pode ser inserida na negociação dos contratos, a flexibilização do consumo mensal, que consiste num percentual de variação da demanda mensal contratada.

De acordo com Sánchez (2008), existem duas formas de interpretar a condição de flexibilização de contratos bilaterais:

- **Flexibilização por obrigação:** Implementada obrigatoriamente através do consumo verificado, para compensar variações imprevistas na curva de carga.
- **Flexibilização por opção:** Implementada opcionalmente por uma das partes (comprador ou vendedor) de acordo com o preço do mercado *spot* para otimizar a exposição neste mercado causada pelo contrato.

A implementação do percentual de flexibilização implica na alteração do montante total de energia contratada, que no final pode ser maior ou menor do que o total pactuado inicialmente. No entanto, do ponto de vista do vendedor, este tipo de alteração é indesejável, já que estaria inserindo um risco adicional de reservar recursos energéticos, que ao final poderiam não ser consumidos pelo comprador. Deste modo, no último mês do período a diferença entre o volume contratado e o volume consumido deve ser corrigida de modo que a quantidade total contratada não seja alterada (SÁNCHEZ, 2008).

Exemplo 3: Neste exemplo, serão considerados os mesmos dados apresentados no Exemplo 1, mas com flexibilização de $\pm 10\%$ nas demandas mensais. A Tabela 6 exhibe a formulação do contrato nestas condições.

Com esta implementação de contrato, o consumidor com uma sazonalização uniforme de 50 MWh, pode consumir entre 45 MWh e 50 MWh em cada mês, desde que no final dos doze meses, o consumo total seja igual a 600 MWh. Observa-se neste exemplo, que não houve necessidade de ajustes no último período para garantir o volume total contratado. Verifica-se, comparando as Tabelas 4 e 6, que a exposição do comprador no mercado de liquidação das diferenças diminuiu, refletindo conseqüentemente no custo final do consumidor, que reduziu de R\$ 19.650,00 para R\$ 19.400,00.

Exemplo 4: Neste exemplo, será considerado os dados do Exemplo 2, mas com flexibilização de $\pm 10\%$ nas demandas mensais. A Tabela 8 exhibe a formulação do contrato nestas condições.

Tabela 6: Contrato com sazonalização uniforme com flexibilização de $\pm 10\%$.

Mês	Quantidade (MWh)			Spot (R\$/MWh)	Pagamento (R\$)		
	Contrato	Carga	Diferença		Contrato	Spot	Total
1	45	30	-15	5	1350	-75	1275
2	50	50	0	10	1500	0	1500
3	45	40	-5	10	1350	-50	1300
4	55	80	25	50	1650	1250	2900
5	55	70	15	40	1650	600	2250
6	45	40	-5	30	1350	-150	1200
7	50	30	-20	15	1500	-300	1200
8	50	50	0	10	1500	0	1500
9	50	60	10	5	1500	50	1550
10	55	20	-35	5	1650	-175	1475
11	50	60	10	5	1500	50	1550
12	50	70	20	10	1500	200	1700
TOTAL	600	600	-	-	18.000	1.400	19.400

Tabela 7: Sazonalização proporcional e flexibilização de $\pm 10\%$

Mês	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Flex. -10%	27	45	36	72	63	36	27	45	54	18	54	63	603
Sazonalização	30	50	40	80	70	40	30	50	60	20	60	70	670
Flex +10%	33	55	44	88	77	44	33	55	66	22	66	77	737

Tabela 8: Contrato com sazonalização proporcional com flexibilização por obrigação de $\pm 10\%$.

Mês	Quantidade (MWh)			Spot (R\$/MWh)	Pagamento (R\$)		
	Contrato	Carga	Diferença		Contrato	Spot	Total
1	31	31	0	5	930	0	930
2	52	52	0	10	1560	0	1560
3	40	40	0	10	1200	0	1200
4	84	84	0	50	2520	0	2520
5	73	73	0	40	2190	0	2190
6	36	36	0	30	1080	0	1080
7	30	30	0	15	900	0	900
8	53	53	0	10	1590	0	1590
9	64	64	0	5	1920	0	1920
10	21	21	0	5	630	0	630
11	60	60	0	5	1800	0	1800
12	56	70	14	10	1680	140	1820
TOTAL	600	614	-	-	18.000	140	18.140

Neste exemplo, pode ser observado que o consumo total do comprador, 614 MWh, ultrapassou a quantidade total contratada, 600 MWh. Assim, a diferença de 14 MWh foi adquirida no mercado *spot* no último mês. Deste modo, o consumidor não ficou exposto ao preço *spot* durante todo o ano. Sem a flexibilização, o consumidor teria que, mês a mês, adquirir energia no mercado *spot*.

Exemplo 5: Neste exemplo, será implementado o mesmo contrato através da flexibilização por opção. Com este tipo de flexibilização, as quantidades adquiridas mês a mês, dependem do preço do mercado *spot*, permitindo a um dos agentes revender as quantidades para obter lucro. Na abordagem do comprador, é decidido quanta energia consumirá em cada período do contrato de forma a minimizar seus pagamentos, e o vendedor é obrigado dentro das restrições contratuais fornecer a eletricidade requerida (SÁNCHEZ, 2008). Será utilizada a Tabela 7 para expor a sazonalidade e flexibilização possíveis no contrato.

Tabela 9: Contrato com sazonalização proporcional com flexibilização por opção de $\pm 10\%$.

Mês	Quantidade (MWh)			Spot (R\$/MWh)	Pagamento (R\$)		
	Contrato	Carga	Diferença		Contrato	Spot	Total
1	27	30	3	5	810	15	825
2	45	50	5	10	1350	0	1350
3	36	40	4	10	1080	40	1120
4	88	80	-8	50	2640	-400	2240
5	77	70	-7	40	2310	-280	2030
6	44	40	-4	30	1320	-120	1200
7	27	30	3	15	810	45	855
8	45	50	5	10	1350	50	1400
9	54	60	6	5	1620	30	1650
10	18	20	2	5	540	-10	530
11	54	60	6	5	1620	-30	1590
12	85	70	-15	10	2550	-150	2400
TOTAL	600	600	-	-	18.000	-810	17.190

Normalmente, neste tipo de contrato, quando o preço do mercado *spot* tende a ser maior do que o valor do contrato, o comprador aloca a maior quantidade possível de energia neste período. Este fato é percebido na Tabela 9, nos períodos quatro, cinco e seis. Enquanto que, quando o preço do mercado *spot* tende a ser menor do que o valor do contrato, o comprador aloca a menor quantidade possível de energia neste período. Dada a flexibilização, o último mês é utilizado para corrigir os valores mensais, e garantir que o montante contratado será igual ao montante consumido.

A modelagem do problema, descrita no Capítulo 6 será realizada considerando contratos com sazonalidade proporcional.

3.3 Preço de Liquidação das Diferenças - PLD

O PLD é um valor, em R\$/MWh, utilizado pela CCEE para liquidar os contratos firmados pelos agentes no mercado de curto prazo, *spot*, compensando o fluxo de carga consumido com o fluxo demandado registrado em contrato para cada agente. Ou seja,

toda a energia elétrica faltante ou excedente dos contratos é, respectivamente, comprada e vendida neste mercado, ao valor do PLD.

O Brasil é um país de grandes dimensões e seu sistema interligado é subdividido em quatro submercados: sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte. O PLD é calculado e precificado semanalmente para cada um destes submercados, e além disso dividido em três patamares de consumo: leve (horários de baixo consumo), médio (horários de médio consumo) e alto (horários concentração de consumo com picos de carga no sistema). Estes patamares são classificados de acordo com dias úteis e não úteis, conforme Tabela 10.

Tabela 10: Patamares de carga

DIAS ÚTEIS	
HORÁRIO	TIPO
00:00 - 06:59	Leve
07:00 - 18:59	Médio
19:00 - 21:59	Pesado
22:00 - 23:59	Médio
DIAS NÃO ÚTEIS	
HORÁRIO	TIPO
00:00 - 17:59	Leve
18:00 - 22:59	Médio
23:00 - 23:59	Leve

O PLD é calculado por meio de modelos computacionais que definem o Custo Marginal de Operação – CMO, e está limitado a um valor máximo e mínimo, para cada submercado e período de apuração, de acordo com medidas regulatórias do setor. Por exemplo, para o ano de 2011, o PLD ficou com valores mínimo de R\$ 12,08/MWh e máximo de R\$ 689,18/MWh (CCEE, 2011).

O sistema interligado nacional é baseado na geração hidráulica, isto significa que o PLD sofre grande volatilidade de acordo com a situação hidrológica deste sistema. Este sistema foi projetado para suprir a carga mesmo em condições adversas de hidrologia, fazendo com que maior parte da carga seja suprida com energia hidrelétrica, ocasionando queda do PLD. No entanto, em situações de risco de suprimento, o CMO aumenta muito rápido e o PLD pode atingir o preço teto em curto espaço de tempo (FERNANDEZ, 2010). A Figura 6 mostra o histórico do PLD registrado nos submercados entre os anos de 2003 e 2010. Este preço, dado sua volatilidade, constitui um dos principais riscos que um agente está exposto.

O processo de cálculo do PLD é realizado através dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, que geram como resultado o CMO de cada submercado, em case mensal e semanal, respectivamente.

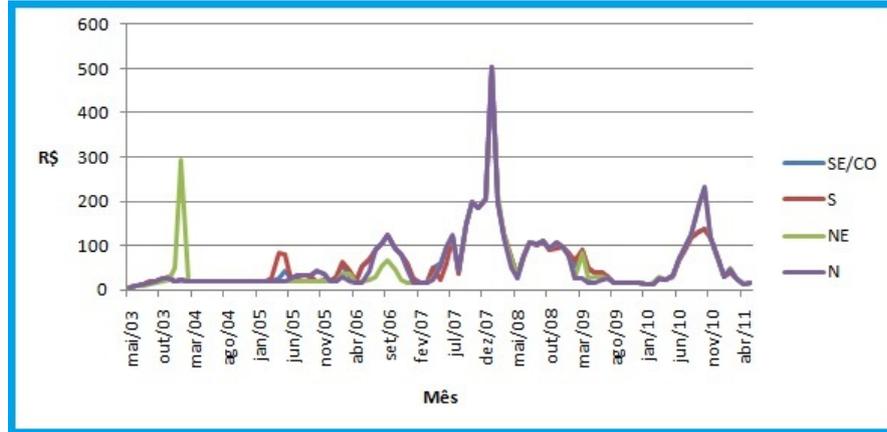


Figura 6: PLD - 2003 a 2010. Fonte: CCEE

A exposição ao mercado de curto prazo será representada através da equação (6.17) do Capítulo 6, e será uma das variáveis implementadas no modelo.

3.3.1 NEWAVE

Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, a carga e a função de custo de *déficit* podem ser representadas em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre os subsistemas (CCEE, 2011).

3.3.2 DECOMP

Modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal, as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE). Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, e os custos marginais de operação para cada estágio por patamar de carga (CCEE, 2011).

3.4 Encargos

Os valores dos encargos e tributos são acrescentados ao benefício líquido do contrato, compondo desta forma, o preço final pelo qual a energia deve ser comercializada. Os encargos são divididos em encargos setoriais, encargos de transportes e encargos emergenciais (TAKAHASHI, 2008).

Os encargos serão representados através da equação (6.11) do Capítulo 6, e será uma das variáveis implementadas no modelo.

3.4.1 Encargos setoriais

Os encargos setoriais são definidos em leis e têm destinação específica e resultantes de políticas de governo para o setor elétrico nacional. Os principais encargos setoriais, segundo Takahashi (2008), são:

- **CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hidráticos:** Valor pago pelos geradores hidrelétricos e corresponde a um percentual da energia produzida.
- **CCC - Conta de Consumo de Combustíveis:** Subsidia a tarifa paga pelos consumidores que utilizam a energia produzida por usinas termelétricas movidas a óleo diesel ou óleo combustível.
- **CDE - Conta de Desenvolvimento Energético:** financia as fontes renováveis de energia e a universalização do serviço de eletricidade.
- **ESS - Encargos de Serviços do Sistema:** Encargo expresso em R\$/MWh que corresponde aos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado. Este custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração.
- **P&D - Pesquisa e Desenvolvimento:** Estabelece que a concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, um montante mínimo de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, outro montante mínimo em programas de eficiência energética no uso final.
- **PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia:** Instituído com a finalidade de aumentar a participação de energia elétrica produzida

por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa no Sistema Interligado Nacional.

- **RGR - Reserva Global de Reversão:** Recursos desta reserva são utilizados para a concessão de vários financiamentos específicos e para o desenvolvimento, pela Eletrobrás de programa específico para utilização de equipamentos destinados à transformação de energia solar em energia elétrica.
- **TEH - Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente:** Tarifa utilizada para a compra de parte do combustível utilizado na geração de energia elétrica de usinas térmicas dos sistemas isolados. O custo desta tarifa é pago pelas distribuidoras e repassado às tarifas dos consumidores atendidos nos sistemas isolados.
- **TSFEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Engenharia Elétrica:** É uma taxa devida anualmente e paga em duodécimos por todos os titulares de concessão, permissões ou autorizações envolvidos com geração, transporte, distribuição ou comercialização de energia elétrica, destinada ao custeio das atividades da ANEEL e de agências conveniadas.

3.4.2 Encargos Emergenciais

Os encargos emergenciais são encargos temporários que foram criados para suprir necessidades específicas do setor elétrico. Foram criados após o período de racionamento ocorridos nos anos de 2001 e 2002 (TAKAHASHI, 2008).

3.4.3 Encargos de Transportes

Os encargos de transporte têm a finalidade de cobrir os custos com o transporte de energia elétrica, e são calculados com base em critérios fixados pela ANEEL (TAKAHASHI, 2008). Os encargos de transportes cobrados são:

- **TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão:** referem-se ao pagamento do serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias que, no caso do Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito ao uso da Rede Básica, uma vez atendidas certas exigências técnicas e legais (CCEE, 2011).
- **TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição:** referem-se ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica de um agente de distribuição

(linhas de transmissão com tensão inferior a 230 kV, estações transformadoras e redes de distribuição) (CCEE, 2011).

- **Perdas do Setor Elétrico:** O consumidor é responsável pelas perdas de energia até o ponto de entrega. As perdas podem ser técnicas (dissipadas por fenômenos físicos) ou não técnicas (erros de medições ou furtos de energia). É firmado um percentual da energia contratada para cobrança do valor.

A partir da Resolução N.º 341, de 02 de dezembro de 2008, os consumidores livres que adquirem energia de empreendimentos de fontes de energia incentivada têm direito a desconto sobre a TUSD ou TUST, em valores que variam entre 50% e 100%. O consumidor pode comprar energia com desconto de 50% ou 100%, ou então ter um portfólio de contratos que tenham descontos, nesta situação, o desconto final é constituído pela média ponderada dos descontos associados aos montantes comprados (FLOREZI, 2009):

$$D = \frac{\sum_{i=1}^N e_i \times d_i}{\max \left\{ \sum_{i=1}^N e_i, C \right\}}, \quad (3.1)$$

onde:

D é o desconto final do consumidor, em %;

N é o número de contratos do portfólio do consumidor;

e_i é o montante de energia adquirida do vendedor i , em MWh;

d_i é o desconto dado ao vendedor i , em %;

C é o consumo registrado no mês, em MWh;

A equação (3.1) será utilizada para determinar da TUSD utilizada no modelo, através das equações (6.6) e (6.7) que determinará o encargo nos patamares de ponta e fora da ponta, respectivamente.

As tabelas abaixo apresentam alguns cenários de descontos nos encargos de transportes:

Tabela 11: Caso 01 – Desconto TUSD/TUSD

Agente	Desconto	Energia Contratada (MWh)
Agente 1	50%	5
Agente 2	50%	3
Agente 3	50%	2
Consumo Mensal (MWh)	8	10
$D = \frac{(5 \times 50\% + 3 \times 50\% + 2 \times 50\%)}{\max\{10,8\}} = \frac{2,5+1,5+1}{10} = \frac{5}{10} = 50\%$		

Tabela 12: Caso 02 – Desconto TUSD/TUSD

Agente	Desconto	Energia Contratada (MWh)
Agente 1	50%	5
Agente 2	50%	3
Agente 3	50%	2
Consumo Mensal (MWh)	20	25%
$D = \frac{(5 \times 50\% + 3 \times 50\% + 2 \times 50\%)}{\max\{10, 20\}} = \frac{2,5 + 1,5 + 1}{10} = \frac{5}{20} = 25\%$		

Tabela 13: Caso 03 – Desconto TUSD/TUSD

Agente	Desconto	Energia Contratada (MWh)
Agente 1	0%	5
Agente 2	50%	3
Agente 3	50%	2
Consumo Mensal (MWh)	10	25%
$D = \frac{(5 \times 0\% + 3 \times 50\% + 2 \times 50\%)}{\max\{10, 10\}} = \frac{1,5 + 1}{10} = \frac{2,5}{10} = 25\%$		

Tabela 14: Caso 04 – Desconto TUSD/TUSD

Agente	Desconto	Energia Contratada (MWh)
Agente 1	50%	5
Agente 2	100%	3
Agente 3	50%	2
Consumo Mensal (MWh)	9	65%
$D = \frac{(5 \times 50\% + 3 \times 100\% + 2 \times 50\%)}{\max\{10, 9\}} = \frac{2,5 + 3 + 1}{10} = \frac{6,5}{10} = 65\%$		

3.5 Penalidades

O Decreto N.º 5.163, de 22 de julho de 2004, determinou que 100% do consumo dos consumidores livres e dos consumidores especiais esteja coberto em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria e contratos de compra de energia registrados na CCEE (CCEE, 2011). Quando os limites de contratação e lastro definidos nas Regras de Comercialização não são cumpridos, os agentes são notificados pela Superintendência da CCEE e estão sujeitos à aplicação de penalidade técnica, denominada penalidade por insuficiência de cobertura contratual de consumo.

A insuficiência de contratação de energia elétrica é apurada e notificada mensalmente, com base na média das exposições dos 12 meses precedentes ao mês de apuração. Os valores das penalidades de energia são calculados multiplicando-se o consumo de energia não coberto, ou a venda de energia não lastreada, pelo maior valor entre o PLD médio ¹ e o Valor de Referência (VR), determinado com base em definições do Decreto N.º 5.163/04.

$$P = cargaNaoLastreada \times \max \{PLD_{medio}, VR\} ,$$

onde *cargaNaoLastreada* é a diferença entre o total consumido e o total contratado no período de apuração. Por exemplo, supondo que um consumidor livre tenha consumido 1.235 MWh no período de apuração, e tenha 1.200 MWh contratados, a carga não lastreada será de 35 MWh.

¹O PLD médio é obtido pela média ponderada do PLD mensal pela carga dos últimos 12 meses. O PLD mensal é obtido em função dos PLDs semanais publicados pela CCEE

4 ENERGIA EÓLICA

4.1 Introdução

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). A produção de energia elétrica a partir desta fonte, ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas (ANEEL, 2010). Trata-se de um recurso natural inesgotável e limpo, uma das maneiras mais promissoras de reduzir os níveis de poluição, oriundo da queima de combustíveis fósseis.

A crise internacional do petróleo na década de 70, uma recessão mundial ocasionada pelo elevado preço do combustível fóssil que derrubou o nível de atividade econômica, trouxe à tona a necessidade de substituir as energias convencionais. Com isso, as energias renováveis como biomassa, solar, eólica surgiram como forma de reduzir a dependência em relação às fontes convencionais e garantir a segurança de fornecimento energético para desenvolvimento das atividades econômicas (PESSANHA; FARIA; FERREIRA, 2008). Durante esta crise, houve interesse e investimento suficiente para viabilizar o desenvolvimento e aplicação de equipamentos em escala comercial, e a primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca (ANEEL, 2010).

A instalação de um parque de turbinas eólicas em região, requer coleta e análise de dados sobre a velocidade e o regime de ventos. Para que a energia eólica de uma região seja considerada tecnicamente aproveitável, sua densidade deve ser maior ou igual a 500 W/m^2 , a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínimo de 7 a 8 m/s. Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, apenas 13% da superfície da Terra apresenta ventos com velocidade média igual ou superior à considerada ideal para instalação do parque. Com isso, o potencial eólico bruto mundial está na ordem de 500.000 TWh por ano, mas com restrições socioambientais, apenas 53.000 TWh são considerados tecnicamente aproveitáveis, cerca de 10% da capacidade total. Mesmo com esta redução significativa, esse potencial líquido corresponde a cerca de quatro vezes o consumo mundial de eletricidade (ANEEL, 2010).

Um fator importante na construção de um parque eólico é o custo dos equipamentos, que acaba sendo incorporado ao preço final da energia elétrica produzida. Mas recentes desenvolvimentos tecnológicos (sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas) têm reduzido custos e melhorado o desempenho e confiabilidade dos equipamentos (ANEEL, 2010).

4.2 Energia Eólica no Mundo

A capacidade instalada mundial em dezembro de 2010, segundo a GWEC - Global Wind Energy Council, é de 194,4 GW. A China lidera com um parque eólico com capacidade instalada de 42,29 GW, seguido de Estados Unidos, 40,18 GW, Alemanha, 27,21 GW e Espanha com 20,67 GW. A capacidade instalada no Brasil é de 931 MW (GWEC, 2010). A Figura 7 mostra a distribuição de capacidade de energia eólica instalada no mundo.

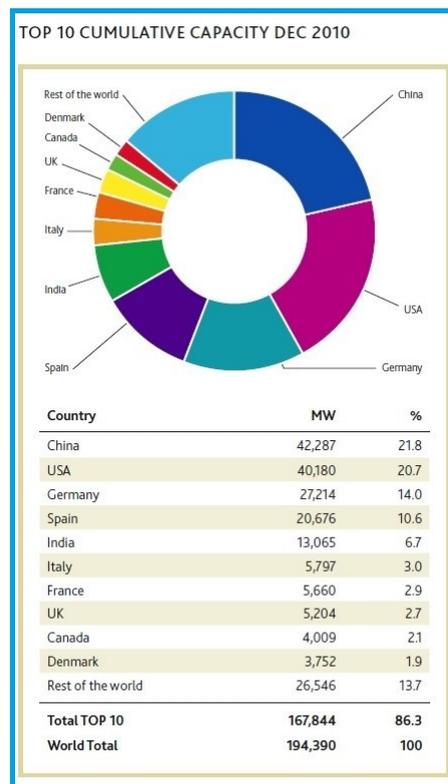


Figura 7: Capacidade eólica instalada no mundo - Os dez primeiros. Fonte: (GWEC, 2010)

A capacidade instalada mundial tem crescido rapidamente ao longo dos anos, Figura 8, mesmo quando em 2010, a capacidade instalada foi menor do que no ano anterior, 35,8 GW contra 38,6 GW registrados em 2009. Em parte, essa queda é justificada pela crise mundial que atingiu o cenário econômico mundial no ano de 2009 (GWEC, 2010).

Avaliando as capacidades instaladas a partir dos continentes, observa-se uma grande disparidade. Em geral, o foco da energia eólica concentra-se nos continentes europeu, asiático e norte-americano. A Figura 9 exhibe a evolução da capacidade instalada por região, entre 2003 e 2010. Pode-se observar que a América Latina, apesar de um volume pequeno em relação aos principais continentes participantes deste mercado, obteve um crescimento significativo. Segundo o GWEC (2010), o Brasil é um dos grandes responsáveis por este crescimento, dos 703 MW instalados no continente, o país contribuiu

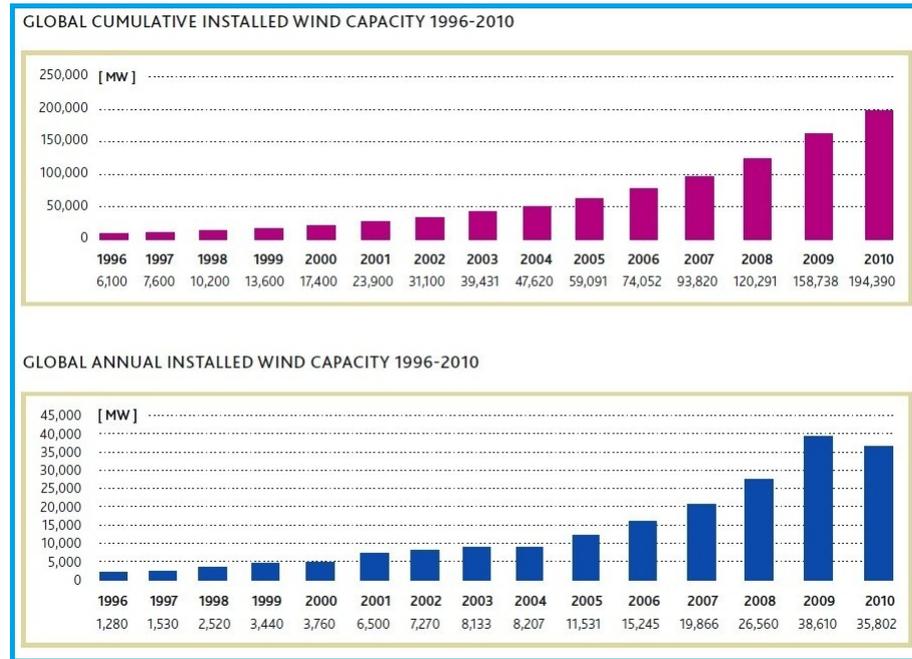


Figura 8: Evolução da capacidade mundial instalada. Fonte: (GWEC, 2010)

com 326 MW, valores obtidos graças aos incentivos concedidos pelo PROINFA.

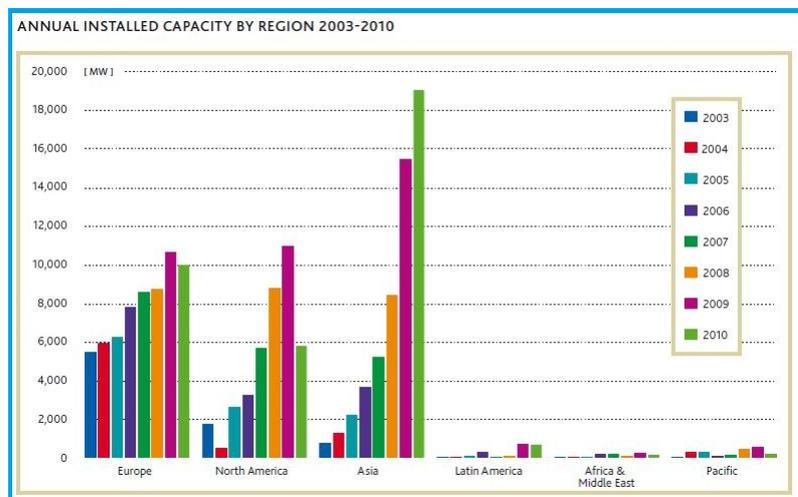


Figura 9: Capacidade anual instalada por região. Fonte: (GWEC, 2010)

Em termos de perspectivas futuras, o GWEC (2010) prevê para os próximos cinco anos, um crescimento de 255 GW na capacidade energética, totalizando ao final de 2015, uma capacidade total de 449 GW instalados. Em 2015, 60,5 GW de nova capacidade será adicionada ao total global, comparado a 35,8 GW de 2010. Em termos continentais, a América Latina passará a contribuir de forma mais significativa na capacidade global, liderada pelos investimentos nos três principais países do setor: Brasil, Chile e México. Especula-se que até o final de 2015, a capacidade do continente seja de 19 GW, 17 GW a mais do que os valores registrados ao final de 2010. As Figuras 10 e 11 expõem as

perspectivas de crescimento

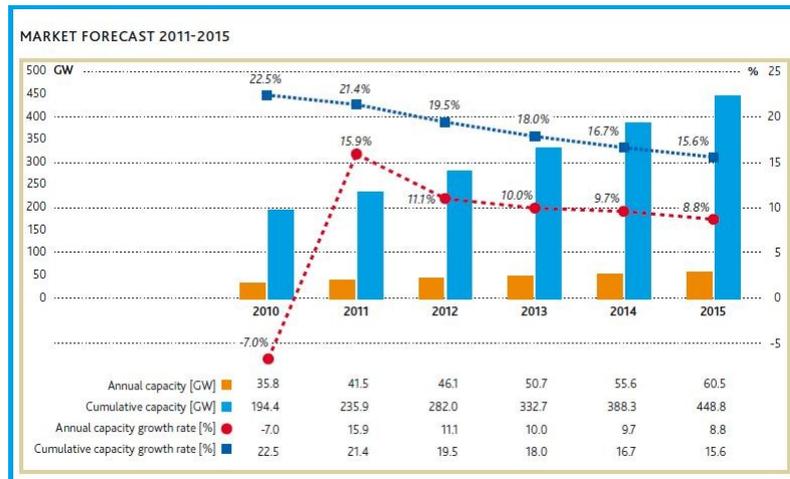


Figura 10: Previsão de crescimento na capacidade mundial de energia eólica - 2010 a 2015. Fonte: (GWEC, 2010)

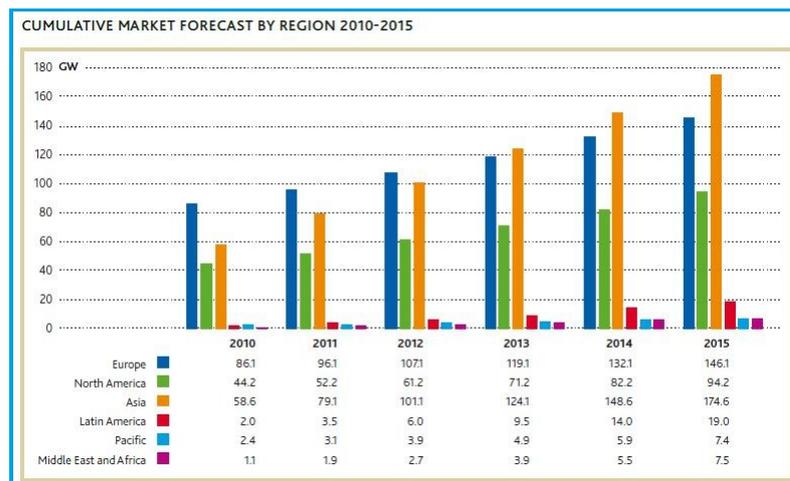


Figura 11: Previsão de crescimento na capacidade mundial de energia eólica, por continente - 2010 a 2015. Fonte: (GWEC, 2010)

4.3 Energia Eólica no Brasil

Em 2001, o primeiro *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro* foi publicado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica - CRESESB/CEPEL e estimou o potencial eólico do país em 143 GW a 50 m de altura. Em 2008 e 2009, novas medidas entre 80 e 100 metros de altura foram coletadas e indicaram que o potencial eólico brasileiro é consideravelmente maior, em torno de 350 GW.

Grandes áreas não populadas e uma costa litorânea de 9.650 Km asseguram o Brasil como um país potencialmente eólico. Os melhores recursos estão localizados na

Tabela 15: Distribuição espacial do potencial eólico brasileiro

Região	Potência - GW	Energia TWh/ano
Nordeste	75	144,3
Sudeste	29,7	54,9
Sul	22,8	41,1
Centro-Oeste	3,1	5,4
Norte	12,8	26,4
Brasil	143,5	272,2

região Nordeste, com destaque particular para os estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Pernambuco e Bahia. A região Sul também tem bons recursos, em especial destaque para os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina.

O setor elétrico brasileiro é predominantemente hidrotérmico, compostas por usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização plurianual, que representa mais de 90% da capacidade instalada no país, e por usinas termelétricas, totalizando uma potência de aproximadamente 60 GW (JÚNIOR, 2000). Esta forte dependência é um risco para manutenção do fornecimento de energia adequado ao crescimento econômico do país. As áreas de vento consideradas favoráveis para geração de energia elétrica a partir da energia eólica estão localizadas perto dos grandes centros de procura e redes de eletricidade. Com isso, numa eventual estiagem, os parques de geração eólica podem suprir o déficit de energia que deixará de ser gerado pelos parques hídricos (GWEC, 2010). Isto ganha força quando analisa-se o ciclo das águas e dos ventos: em períodos de estiagem, os ventos são abundantes, em períodos chuvosos, há escassez de ventos. Logo, um planejamento de geração energética pode extrair destas duas fontes uma segurança energética necessária para manutenção da oferta frente a demanda de energia crescente do país.

Há alguns anos, a comercialização de energia eólica era algo improvável, já que os custos relativos à sua geração eram elevados e o valor da energia girava em torno de R\$ 250,00/MWh. Mas a partir do incentivo dado pelo PROINFA, os preços começaram a despencar, chegando num patamar que despertou o interesse de grandes consumidores (MEDEIROS, 2011).

Em dezembro de 2009, foi realizado o primeiro leilão de comercialização de energia voltado para fonte eólica, resultando na contratação de 1.805 MW, a um preço médio de venda de R\$ 148,00 /MWh. O leilão foi realizado na modalidade de energia de reserva, que se caracteriza pela contratação de um volume de energia além do que seria necessário para atender a demanda do mercado total existente (PESSANHA; FARIA; FERREIRA, 2008). Como resultado do leilão, serão construídos 71 novos parques de geração eólica em cinco estados da região Nordeste e Sul, com contratos com prazo de vigência de 20 anos (EPE, 2009), conforme distribuição listada na Tabela 16.

Tabela 16: Distribuição dos novos parques por estado - Leilão de Energia Eólica, Dezembro de 2009

Estado	Projeto		Potência	
	Quantidade	%	Quantidade	%
Bahia	18	25,4	390	21,6
Ceará	21	29,5	542,7	30
Rio Grande do Norte	23	32,4	657	36,4
Rio Grande do Sul	8	11,3	186	10,3
Sergipe	1	1,4	30	1,7
TOTAL	71	100	1.805,70	100

A redução de preço se deve aos avanços tecnológicos, a instalação de fábricas no país e busca por sítios que possibilitaram um maior fator de capacidade dos parques, além de incentivos fornecidos pelo governo, como taxas de financiamento diferenciadas. O resultado de tudo isso que é grandes geradores privados anunciaram a construção de parques eólicos destinados exclusivamente para o ambiente de contratação livre, num investimento total na ordem de R\$ 25 bilhões (JIMENEZ; CILO; SPAGNUOLO, 2011).

Alguns desafios necessitam ser vencidos, como sazonalidade e histórico recente dos ventos. Segundo Medeiros (2011), a sazonalidade ainda é uma das maiores preocupações dos agentes do setor, mas com algumas propostas de contorno para esta situação – a Figura 12 exhibe o gráfico com a sazonalidade das principais usinas eólicas do Nordeste. Algumas propostas giram em torno da formação de um pacote energético para o consumidor, onde ele teria um suprimento formado por energia proveniente de usinas de biomassa, PCH e eólica. Outra proposta visa trazer para o universo da geração eólica, o mecanismo de realocação de energia ¹ utilizado pelas hidrelétricas, que visa garantir o suprimento de energia elétrica quando estas apresentam recursos hídricos desfavoráveis.

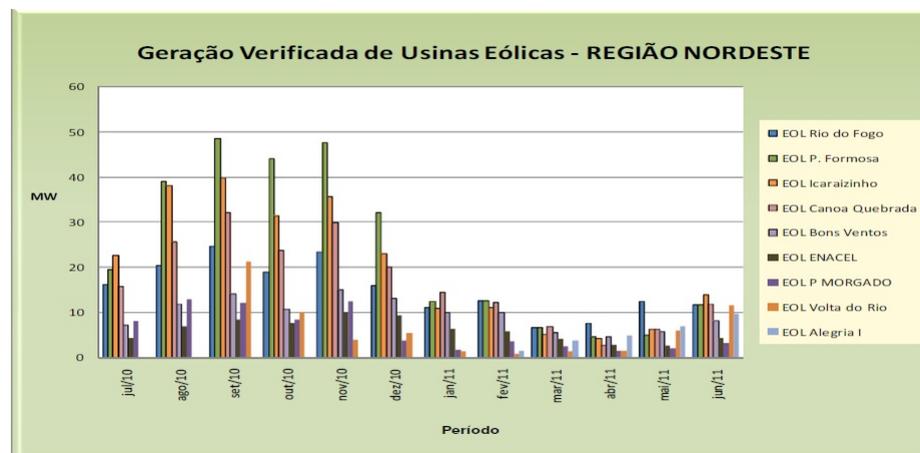


Figura 12: Geração verificada das usinas eólicas – Região Nordeste.

¹O Mecanismo de Realocação de Energia é explicado no Apêndice B

No entanto, mesmo com essas questões, a aposta nessa fonte é grande. A energia eólica já é a segunda energia mais barata, perdendo apenas para a energia hidrelétrica (MEDEIROS, 2011). Os países estão investindo cada vez nesta fonte de energia, como forma de ter uma matriz energética mais limpa. Além disso, do lado consumidor, as eólicas trazem para as empresas o aspecto de sustentabilidade que passam a ser valorizados por terem um selo verde em seus produtos.

4.3.1 PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA², criado pela Lei N.º 10.848, de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762, de 2003, foi instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

O intuito é promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais.

Coube ao Ministério de Minas e Energia (MME), definir as diretrizes, elaborar o planejamento do Programa e definir o valor econômico de cada fonte e à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Enquanto à Eletrobrás, o papel de agente executora, com a celebração de contratos de compra e venda de energia.

O Programa prevê a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,24 MW provenientes de 63 PCHs, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Toda essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Eletrobrás.

O Proinfa é um programa pioneiro, que impulsionou essas fontes, em especial a energia eólica. O Brasil passou, em pouco mais de 3 anos, de apenas cerca de 22 MW de energia eólica instalada, para os atuais 414 MW instalados, e, em breve, serão completados os demais MW previstos. E isso se deve, em grande parte, ao PROINFA, que mostrou a vocação brasileira de uma matriz elétrica limpa.

Estimou-se que até o final de 2010, 68 empreendimentos entrarão em operação, o que representa a inserção de mais 1.591,77 MW no Sistema. Serão mais 23 PCHs (414,30 MW), 02 usinas de biomassa (66,50 MW) e 43 usinas eólicas (1.110,97 MW).

Além da produção energética a partir das fontes renováveis, o MME espera com

²Informações retiradas da página oficial do PROINFA no MME, em (MME, 2011)

o Programa, atingir os seguintes benefícios:

- **Social:** Geração de 150 mil postos de trabalho diretos e indiretos durante a construção e a operação, sem considerar os de efeito-renda;
- **Tecnológico:** Investimentos de R\$ 4 bilhões na indústria nacional de equipamentos e materiais;
- **Estratégico:** Complementaridade energética sazonal entre os regimes hidrológico/eólico (NE) e hidrológico/biomassa (SE e S). A cada 100 MW médios produzidos por parques eólicos, economizam-se $40m^3/s$ de água na cascata do rio São Francisco;
- **Meio Ambiente:** A emissão evitada de 2,5 milhões de tCO₂/ano criará um ambiente potencial de negócios de Certificação de Redução de Emissão de Carbono, nos termos do Protocolo de Kyoto;
- **Econômico:** Investimento privado da ordem de R\$ 8,6 bilhões.

4.4 Marketing Ambiental

No final do século XX, a preocupação com a degradação ambiental ganhou força nas áreas econômica, política, social, científica e tecnológica. O aquecimento global, a diminuição da biodiversidade e as diferentes ameaças de contaminação do ar, solo e água, são questões constantemente debatidas nos encontros internacionais entre os países, e têm acarretado numa maior reflexão por parte da sociedade para esses impactos.

De acordo com Dias (2008), o modelo de desenvolvimento ao qual as sociedades atuais estão baseadas, requer meios gigantescos, que são meios de produção com tecnologias incompatíveis com a preservação ambiental, meios logísticos, meios de gestão dos resíduos gerados pelo consumo, que tem como base a exploração de recursos fósseis e minerais que ultrapassam as capacidades finitas do planeta.

A temperatura média da Terra gira em torno de 15°C. Gases como o dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) e o vapor d'água garantem a manutenção desta temperatura, formando uma camada que retém parte do calor do sol que incidem no planeta. Sem estes gases, a Terra teria um clima mais frio, algo estimado em torno de -17°C (GREENPEACE, 2011).

No entanto, a explosão do consumo fez com que as indústrias, para atender a demanda, começassem a utilizar o carbono estocado durante milhões de anos em forma de carvão mineral, petróleo e gás natural, para gerar energia. Além disso, as florestas, que são grandes depósitos de carbono, começaram a ser destruídas cada vez mais rapidamente.

Consequentemente, grandes quantidades de CO_2 , CH_4 e outros gases começaram a ser despejadas na atmosfera, tornando a camada de proteção mais densa. Ou seja, mais calor fica preso na atmosfera terrestre, intensificando o efeito estufa (GREENPEACE, 2011).

A temperatura da Terra aumentou $0,7^\circ C$ no último século. Apesar de pouco, este aquecimento tem alterado o clima em todo o planeta. Grandes massas de gelo estão derretendo, aumentando o nível médio do mar, ameaçando ilhas oceânicas e zonas costeiras. Furacões estão mais destrutivos e mais intensos, temperaturas mínimas ficam mais altas, enchentes e secas, mais fortes (GREENPEACE, 2011). Ou seja, o mundo está vivendo uma situação climática que tem exigido atenção prioritária e buscas urgentes por ações que minimizem a degradação.

As ferramentas de marketing, com o aumento da conscientização ambiental, foram alvos de duros ataques, sobre a prerrogativa de que seu papel foi bastante significativo ao induzir as pessoas a comprarem mais do que necessário. A consequência foi a exigência de uma resposta rápida por parte das empresas para atender à demanda, acarretando numa maior exploração dos recursos naturais (DIAS, 2008). A sociedade em geral começou a considerar que as empresas e a função de marketing deveriam tentar reparar os danos que eles mesmos ajudaram a criar. Ou seja, houve uma pressão para desenvolvimento de estratégias de publicidade que transmitissem ao consumidor a necessidade de uma melhor qualidade de vida, mesmo que isso acarretasse no aumento do custo de um produto desejado fabricado através de um processo ecologicamente correto (DIAS, 2008).

Desta forma, surge o conceito de marketing ambiental, também conhecido como marketing verde, marketing ecológico ou marketing sustentável, com a preocupação fundamental de modificar a forma como os produtos são criados e consumidos, de forma a reduzir os impactos deste processo sobre o meio ambiente. Em (DIAS, 2008), algumas definições para este tipo de marketing são elencadas:

- Polonsky diz que "o marketing verde consiste de todas as atividades designadas para gerar e facilitar qualquer troca com o objetivo de satisfazer os desejos ou necessidades humanas, desde que a satisfação dessas necessidades e desejos ocorra, com um mínimo de impacto prejudicial sobre o meio ambiente."
- Prakash diz que "o marketing ambiental é um conceito de marketing no qual a redução dos impactos sobre o meio ambiente tem um papel relevante durante a satisfação das necessidades dos consumidores e na realização dos objetivos da empresa."
- O próprio autor define o marketing verde como "um conjunto de políticas e estratégias de comunicação (promoção, publicidade e relações públicas, entre outras) destinadas a obter uma vantagem comparativa de diferenciação para os produtos ou

serviços que oferece a empresa em relação as marcas concorrente, conseguindo deste modo incrementar sua participação no mercado, consolidando seu posicionamento competitivo."

Com a adoção deste tipo de marketing, espera-se, segundo Dias (2008), que a empresa tenha os seguintes ganhos:

- Novas oportunidades de mercado, mediante acesso a mercados verdes em crescimento;
- Oportunidades de diferenciação, onde a empresa pode aumentar suas vendas com realização de publicidade, dando ênfase em alguma qualidade ambiental de seu produto; e
- Oportunidade de nichos, quando a empresa atrai consumidores mais conscientizados com os impactos ambientais, que têm um poder aquisitivo maior e podem consumir produtos verdes (que num curto prazo podem apresentar preços mais elevados).

A empresa ao utilizar o marketing ambiental, se beneficiará de todos os recursos disponíveis no marketing agregados com a preocupação de conservação ambiental, gerando um produto verde. O produto verde envolve análise de todo o ciclo de vida do produto gerado desde a produção, transporte, consumo, utilização e até o descarte, inclusive com a possível reutilização do produto (DIAS, 2008). O produto verde apresenta os condicionantes a seguir, que o diferencia de um produto comum:

- Abandonar produtos ou formas de produção prejudiciais ecologicamente;
- Abandonar o uso de embalagens danosas ao meio ambiente;
- Abandonar o uso descontrolado de matérias-primas ou energia.

Por exemplo, a fabricante de pneus Michelin, apresentou no tradicional salão de automóveis que é realizado em Genebra, 2006, um pneu verde, denominado *Energy*. Segundo a empresa, o pneu combina menor resistência à rodagem com aderência e longa vida útil, refletindo no consumo de combustível do veículo. Os pneus são responsáveis por cerca de 20% do consumo de um carro de passeio e por mais de 30% de um caminhão, ou seja, a cada cinco tanques de combustível, um é utilizado apenas pela resistência à rodagem. Uma conta realizada considerando que todos os carros e caminhões da Europa fossem utilizar os pneus verdes, 4,5 bilhões de litros de diesel e 1,5 bilhão de litros de gasolina seriam economizados a cada ano. O resultado da economia seria a redução de 15

milhões de toneladas de CO_2 , o equivalente à quantidade absorvida por 600 milhões de árvores a cada ano (DIAS, 2008).

A publicidade verde está cada vez mais popularizada entre os consumidores, mas alguns produtos são divulgados como ecológicos, "por terem origem em plantações orgânicas, ou por estarem livres de substâncias agressivas ao meio ambiente, ou por não agredirem o ambiente natural"(DIAS, 2008). Com a justificativa que essas alegações possam confundir o consumidor, que então, venham a desconfiar desta divulgação por não possuir meios de certificação que a empresa realmente está dizendo a verdade, foi criada a certificação ambiental ou o "selo verde"do produto. Esta certificação garante ao consumidor um produto que contribui de alguma forma com a redução da degradação ambiental.

A atribuição de um "selo verde" a um produto implica na remodelagem de processo fabril, e conseqüentemente um maior custo na produção deste produto, além de um maior custo de publicidade que visa informar os benefícios ambientais do produto em relação aos seus concorrentes. O produto certamente será mais caro em relação a um produto normal, pois terá nele agregado um "valor ambiental". A fixação do preço é uma decisão complexa, seja na determinação do custo real de produção, seja, por estimar quanto os consumidores estão dispostos a pagar por ele (DIAS, 2008).

A maioria dos consumidores é bastante influenciada pelo preço do produto, constituindo uma barreira para inserção de um novo produto verde. Mas dependendo do grau de informação que o consumidor receba do produto, e dos benefícios que a criação dele trouxe para o meio ambiente, certamente será uma barreira vencida. O valor agregado ao produto ambiental terá uma maior aceitação quando houver uma associação com uma causa nobre ambiental, e assim, o consumidor assumirá o custo necessário para manter esse direcionamento de proteção ecológica (DIAS, 2008).

Diante do agravante cenário de degradação ambiental que o mundo está vivendo, as empresas têm um papel fundamental para promover a redução dos impactos ambientais que a produção e consumo dos produtos têm sobre o meio ambiente. Internalizar uma política de sustentabilidade vai além de agregar custos à empresa, está ligado a um papel extremamente importante de promover modos mais sustentáveis de produzir e consumir produtos e serviços.

5 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA

5.1 Introdução

A Programação Dinâmica tem sido amplamente aplicada em inúmeras áreas da matemática, ciências, engenharia, negócios, medicina, sistemas de informação, biomatemática, inteligência artificial, entre outras. Aplicações de Programação Dinâmica têm aumentado assim como os avanços em áreas como redes neurais, mineração de dados, computação suave, e outras áreas da inteligência computacional (LEW; MAUCH, 2006).

A Programação Dinâmica é um método de resolução de problemas de otimização que envolvem a tomada de uma seqüência de decisões, determinando para cada decisão, subproblemas que podem ser resolvidos de maneira similar, de tal forma que uma solução ótima do problema original pode ser encontrado a partir de soluções ótimas dos subproblemas. Este método é baseado no princípio de Otimalidade de Bellman, que ele formulou conforme a seguir (LEW; MAUCH, 2006).

"Uma política ótima tem a propriedade que, quaisquer que sejam o estado inicial e a decisão inicial, as decisões seguintes devem constituir uma política ótima com respeito ao estado resultante da primeira decisão."(BELLMAN, 1957)

Otimizar um problema consiste em determinar o maior ou menor valor de acordo com o objetivo. Por exemplo, se o objetivo é buscar um benefício econômico, então se devem escolher as condições para que este seja maximizado. Por outro lado, se o objetivo for a redução de custos, deve-se escolher as condições para que este seja minimizado (OLIVEIRA, 2009).

A otimização de problemas ao longo do tempo surge em muitos ambientes, como por exemplo, a aquisição de novos equipamentos, a gestão de frotas de veículos, a venda de ativos, o investimento em carteiras ou até mesmo um simples jogo de gamão. Para estes problemas, as diferentes áreas devem descobrir as equações que descrevem o seu comportamento (OLIVEIRA, 2009).

A construção de um modelo de Programação Dinâmica se baseia nos seguintes elementos:

- **Estágios ou Etapas:** Na modelagem de programação dinâmica, os problemas são tratados através estágios ou etapas, nos quais são tomadas decisões sobre as políticas

a serem adotadas. Uma sequência de decisões relacionadas é contruída, na qual cada decisão corresponde a um estágio do problema.

- **Estados:** Cada estágio possui um número, finito ou infinito, de estados x associados a ele. Os estados são as condições possíveis nas quais o problema pode se encontrar em determinado instante, podendo ser determinado como consequência de uma decisão no estágio anterior.
- **Decisões:** Cada estado possui uma decisão $\mu(x)$ que determina qual variável de controle u deve ser aplicada quando o sistema encontra-se em dado estágio com estado configurado x . Cada decisão determina, a partir do estado atual, o estado associado ao próximo estágio.
- **Política:** Política é o conjunto de decisões ótimas $\{\mu_0, \mu_1, \dots, \mu_{N-1}\}$ que determina a transformação de um estado atual em um estado no início da etapa seguinte. A resolução de um modelo de programação dinâmica tem o objetivo de encontrar uma política ótima para o problema.

Um aspecto chave para cada situação é que a decisão não pode ser vista de maneira isolada, uma vez que o desejo de minimizar o custo está atrelado ao desejo de evitar altos custos futuros. A Programação Dinâmica, em cada estágio, classifica decisões baseadas na soma do custo atual com o custo futuro esperado, assumindo escolhas otimizadas realizadas para os estágios ou fases subsequentes (BERTSEKAS, 2005). O modelo tem a seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 x_{k+1} &= f_k(x_k, u_k, w_k), \\
 &\text{para todo } k = 0, 1, \dots, N - 1, \\
 &\text{para todo } x_k \in S_k, \text{ e} \\
 &\text{para todo } u_k \in U_k,
 \end{aligned}$$

onde:

k é o índice de discretização do período,

x_k é o estado do sistema e sumariza informações do passado que são relevantes para a otimização futura, ou, conforme abordagem, informações do futuro para otimização do passado,

u_k é a variável de decisão no período k ,

w_k é o parâmetro aleatório, distúrbio ou ruído, a depender do contexto,

N é o número total de períodos,

f_k é a função que descreve o sistema e o mecanismo pelo qual x_k é atualizado, S_k é o conjunto de estados possíveis no período k , e U_k é o conjunto de decisões possíveis no período k .

A função custo é aditiva no sentido que o custo ocorrido no tempo k , denotado por $g_k(x_k, u_k, w_k)$, é acumulada ao longo do período. O custo total é:

$$g_N(x_N) + \sum_{k=0}^{N-1} g_k(x_k, u_k, w_k) ,$$

onde $g_N(x_N)$ é o custo terminal ocorrido ao fim do processo. No entanto, devido ao ruído w_k , o custo geralmente é uma variável aleatória e não pode ser otimizada de maneira determinística. Por isso, geralmente o problema de otimização é modelado como um *custo esperado*, dado por (BERTSEKAS, 2005):

$$E \left\{ g_N(x_N) + \sum_{k=0}^{N-1} g_k(x_k, u_k, w_k) \right\} .$$

Deve ser definida também uma sequência de funções μ_k , para $k = 0, \dots, N - 1$, que mapeará o estado x_k com a decisão u_k que minimiza o custo esperado. O significado de μ_k é que, para cada k e cada valor possível de x_k , $\mu_k(x_k)$ determina a melhor decisão u_k , se o estoque é x_k . Ou seja, cada μ_k representa a decisão no período k , para dado estoque x_k .

A sequência de decisões, partindo do estágio $k = 0$, é a política e é representada por $\pi = \{\mu_0, \mu_1, \dots, \mu_{N-1}\}$. Para cada π , o custo fixado para estado inicial x_0 é

$$J_\pi(x_0) = E \left\{ g(x_N) + \sum_{k=0}^{N-1} g_k(x_k, \mu_k(x_k), w_k) \right\} , \quad (5.1)$$

para todo $\mu_k(x_k) \in U_k$.

A função $J_\pi(x_0)$ será minimizada, para dado x_0 e para todo π que satisfaz as restrições do problema, logo:

$$J_{\pi^*}(x_0) = \min_{\pi \in \Pi} J_\pi(x_0)$$

para todo $\pi \in \Pi$,

onde Π é o conjunto de todas as políticas admissíveis.

5.2 Exemplo de Utilização da Programação Dinâmica

Nesta seção, será formulada uma modelagem de programação dinâmica aplicada ao problema de controle de estoque, descrita em (BERTSEKAS, 2005), exemplificando, por meio de um problema simples, o funcionamento da metodologia.

O problema visa determinar a quantidade de um certo item em cada período k num horizonte N de modo a atender uma certa demanda, minimizando o custo esperado. Serão denotados os seguintes elementos:

- x_k representa o estoque disponível no início do k -ésimo período.
- u_k representa o estoque adquirido (e imediatamente entregue) no início do k -ésimo período.
- w_k representa a demanda durante o k -ésimo período com dada probabilidade de distribuição.

Será assumido que w_0, w_1, \dots, w_{N-1} são variáveis aleatórias independentes, e que o excesso da demanda é suprida tão logo um estoque adicional esteja disponível. Então, a equação que descreve o estoque é dada por

$$x_{k+1} = x_k + u_k - w_k$$

Onde estoque negativo corresponde a demanda reprimida. A Figura 13 exibe o fluxo relacionado a este problema.

O custo correspondente ao período k , consiste de dois componentes. Um custo $r(x_k)$ que representa a penalidade para qualquer estoque positivo x_k (custo por excesso de estoque) ou estoque negativo x_k (custo por demanda não atendida), e um custo cu_k , que representa o custo por unidade adquirida. Aplicando a expressão 5.1 neste problema obtemos:

$$E \left\{ R(x_N) + \sum_{k=0}^{N-1} [r(x_k) + cu_k] \right\}$$

Onde

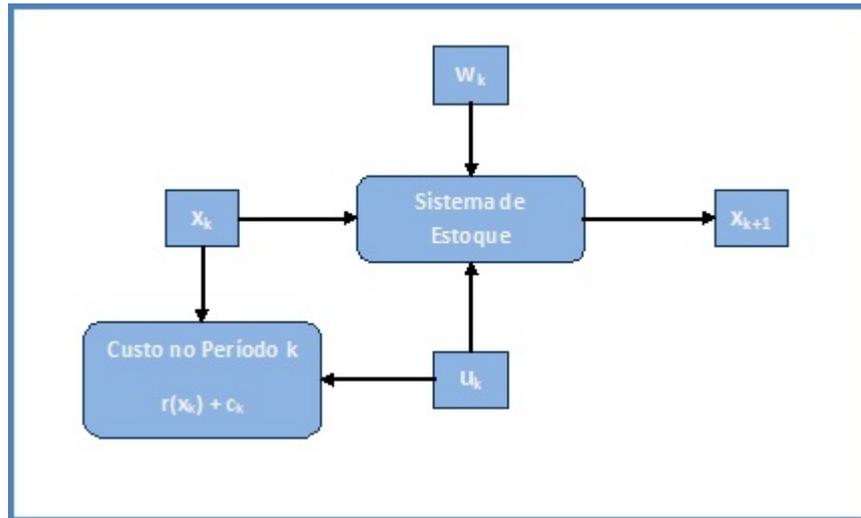


Figura 13: Exemplo de modelo - controle de estoque. Fonte: (BERTSEKAS, 2005)

$R(x_N)$ é o custo terminal para o estoque x_N no fim do período N . O objetivo é encontrar uma regra ótima para selecionar, em cada período k , para cada valor possível do estoque x_k unidades de mercadoria, minimizando o custo das aquisições u_0, u_1, \dots, u_{N-1} .

A seqüência de decisões, partindo do estágio $k = 0$, é a política e é representada por $\pi = \{\mu_0, \mu_1, \dots, \mu_{N-1}\}$. Para cada π , o custo fixado para estoque inicial x_0 , conforme expressão (5.2) é

$$J_\pi(x_0) = E \left\{ R(x_N) + \sum_{k=0}^{N-1} [r(x_k) + c\mu_k(x_k)] \right\},$$

para todo $\mu_k(x_k) \in U_k$.

5.2.1 Execução do Algoritmo - Problema do Controle de Estoque

Para visualização das etapas do algoritmo serão assumidas algumas premissas:

- O excesso da demanda é perdido, ou seja, $x_{k+1} = \max\{0, x_k + u_k - w_k\}$.
- O limite de estoque está limitado a 2 unidades, ou seja, $x_k + u_k \leq 2$.
- O custo da penalidade por qualquer estoque negativo ou positivo no k -ésimo período é dado por $r(x_k) = (x_k + u_k - w_k)^2$.
- O custo para aquisição do estoque é de 1 unidade monetária de mercadoria, desta forma, o custo é definido como $g_k(x_k, u_k, w_k) = u_k + (x_k + u_k - w_k)^2$.
- O custo do estágio terminal é 0, ou seja, $g_N(x_N) = 0$.

- O horizonte planejado N é igual a 3 períodos, e o estoque inicial $x_0 = 0$.
- A demanda w_k tem a mesma probabilidade de ocorrer para todos os períodos, e é dada por: $p(w_k = 0) = 0,1$, $p(w_k = 1) = 0,7$ e $p(w_k = 2) = 0,2$
- O sistema pode também ser representado em termos de transição de probabilidades $p_{ij}(u)$ entre três possíveis estados, para diferentes valores do controle. A Figura 14 exhibe as transições possíveis de estados em cada estágio do problema, considerando as restrições dadas.

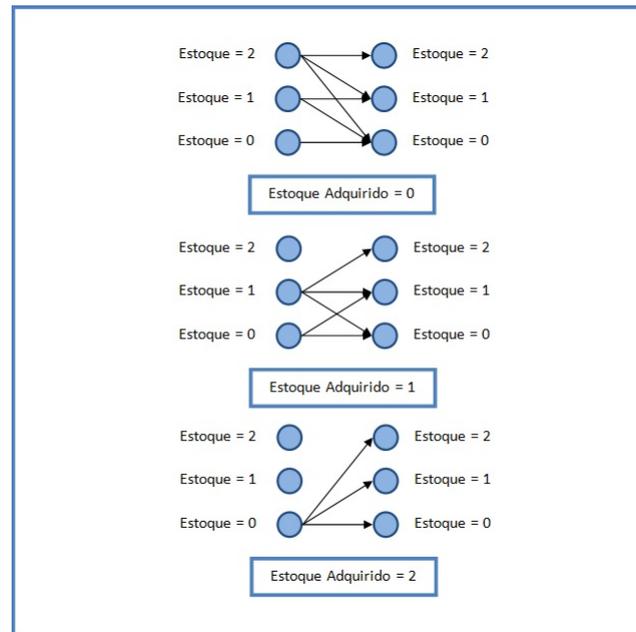


Figura 14: Transição entre os estados possíveis. Fonte: (BERTSEKAS, 2005)

A execução do modelo parte do estágio terminal $k = 3$, onde $J_3(x_3) = 0$.

Período 2: Computa-se $J_2(x_2)$ para cada um dos três estados possíveis, 0, 1 e 2.

Para $x_2 = 0$:

$$\begin{aligned} J_2(0) &= \min_{u_2=0,1,2} E_{w_2} \{u_2 + (u_2 - w_2)^2\} \\ &= \min_{u_2=0,1,2} [u_2 + 0,1(u_2)^2 + 0,7(u_2 - 1)^2 + 0,2(u_2 - 2)^2] \end{aligned}$$

Deve-se considerar cada um dos três valores de u_2 :

$$\begin{aligned} u_2 = 0 : E\{\cdot\} &= 0,7 \cdot 1 + 0,2 \cdot 4 = 1,5, \\ u_2 = 1 : E\{\cdot\} &= 1 + 0,1 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 = 1,3, \\ u_2 = 2 : E\{\cdot\} &= 2 + 0,1 \cdot 4 + 0,7 \cdot 1 = 3,1, \end{aligned}$$

logo, no estágio $k = 2$, com um estoque $x_2 = 0$, a decisão ótima é adquirir uma unidade extra, logo $\mathbf{J}_2(\mathbf{0}) = \mathbf{1}, \mathbf{3}$ e $\boldsymbol{\mu}_2^*(\mathbf{0}) = \mathbf{1}$.

Para $x_2 = 1$:

$$\begin{aligned} J_2(1) &= \min_{u_2=0,1} E_{w_2} \{u_2 + (1 + u_2 - w_2)^2\} \\ &= \min_{u_2=0,1} [u_2 + 0,1(1 + u_2)^2 + 0,7(u_2)^2 + 0,2(u_2 - 1)^2] \end{aligned}$$

Aquisições possíveis, u_2 :

$$\begin{aligned} u_2 = 0 : E\{\cdot\} &= 0,1 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 = 0,3, \\ u_2 = 1 : E\{\cdot\} &= 1 + 0,1 \cdot 4 + 0,7 \cdot 1 = 2,1, \end{aligned}$$

logo, no estágio $k = 2$, com um estoque $x_2 = 1$, a decisão ótima é não adquirir unidade extra, logo $\mathbf{J}_2(\mathbf{1}) = \mathbf{0}, \mathbf{3}$ e $\boldsymbol{\mu}_2^*(\mathbf{1}) = \mathbf{0}$.

Para $x_2 = 2$:

$$\begin{aligned} J_2(2) &= \min_{u_2=0} E_{w_2} \{u_2 + (2 + u_2 - w_2)^2\} \\ &= \min_{u_2=0} [0,1(2 - u_2)^2 + 0,7(1 + u_2)^2 + 0,2(u_2)^2] \end{aligned}$$

Aquisições possíveis, u_2 :

$$u_2 = 0 : E\{\cdot\} = 0,1 \cdot 4 + 0,7 \cdot 1 = 1,1,$$

logo, quando o estágio $k = 2$, com um estoque $x_2 = 2$, a decisão ótima é não adquirir unidade extra, logo $\mathbf{J}_2(\mathbf{2}) = \mathbf{1}, \mathbf{1}$ e $\boldsymbol{\mu}_2^*(\mathbf{2}) = \mathbf{0}$.

Período 1: Computa-se $J_1(x_1)$ para cada um dos três estados possíveis, 0, 1 e 2, utilizando os valores $J_2(0)$, $J_2(1)$ e $J_2(2)$.

Para $x_1 = 0$:

$$J_1(0) = \min_{u_1=0,1,2} E_{w_1} \{u_1 + (u_1 - w_1)^2 + J_2(\max(0, u_1 - w_1))\}$$

Aquisições possíveis, u_1 :

$$\begin{aligned} u_1 = 0 : E\{\cdot\} &= 0,1 \cdot J_2(0) + 0,7 \cdot (1 + J_2(0)) + 0,2 \cdot (4 + J_2(0)) = 2,8, \\ u_1 = 1 : E\{\cdot\} &= 1 + 0,1 \cdot (1 + J_2(1)) + 0,7 \cdot J_2(0) + 0,2 \cdot (1 + J_2(0)) = 2,5, \\ u_1 = 2 : E\{\cdot\} &= 2 + 0,1 \cdot (4 + J_2(2)) + 0,7 \cdot (1 + J_2(1)) + 0,2 \cdot J_2(0) = 3,68, \end{aligned}$$

logo, quando o estágio $k = 1$, com um estoque $x_1 = 0$, a decisão ótima é adquirir uma unidade extra, logo $J_1(0) = 2,5$ e $\mu_1^*(0) = 1$.

Para $x_1 = 1$:

$$J_1(1) = \min_{u_1=0,1} E_{w_1} \{u_1 + (1 + u_1 - w_1)^2 + J_2(\max(0, 1 + u_1 - w_1))\}$$

Aquisições possíveis, u_1 :

$$\begin{aligned} u_1 = 0 : E\{\cdot\} &= 0,1 \cdot (1 + J_2(1)) + 0,7 \cdot J_2(0) + 0,2 \cdot (1 + J_2(0)) = 1,5, \\ u_1 = 1 : E\{\cdot\} &= 1 + 0,1 \cdot (4 + J_2(2)) + 0,7 \cdot (1 + J_2(1)) + 0,2 \cdot J_2(0) = 2,68, \end{aligned}$$

logo, quando o estágio $k = 1$, com um estoque $x_1 = 1$, a decisão ótima é não adquirir unidade extra, logo $J_1(1) = 1,5$ e $\mu_1^*(1) = 0$.

Para $x_1 = 2$:

$$J_1(2) = \min_{u_1=0} E_{w_1} \{u_1 + (2 + u_1 - w_1)^2 + J_2(\max(0, 2 + u_1 - w_1))\}$$

Aquisições possíveis, u_1 :

$$u_1 = 0 : E\{\cdot\} = 0,1 \cdot (4 + J_2(2)) + 0,7 \cdot (1 + J_2(1)) + 0,2 \cdot J_2(0) = 1,68,$$

logo, quando o estágio $k = 1$, com um estoque $x_1 = 2$, a decisão ótima é não adquirir unidade extra, logo $J_1(2) = 1,68$ e $\mu_1^*(2) = 0$.

Período 0: Computa-se $J_0(x_0)$ apenas para $x_0 = 0$, já que partiu-se desta premissa.

$$J_0(0) = \min_{u_0=0,1,2} E_{w_0} \{u_0 + (u_0 - w_0)^2 + J_1(\max(0, u_0 - w_0))\}$$

$$\begin{aligned} u_0 = 0 : E\{\cdot\} &= 0,1 \cdot J_1(0) + 0,7 \cdot (1 + J_1(0)) + 0,2 \cdot (4 + J_1(0)) = 4,0, \\ u_0 = 1 : E\{\cdot\} &= 1 + 0,1 \cdot (1 + J_1(1)) + 0,7 \cdot J_1(0) + 0,2 \cdot (1 + J_1(0)) = 3,7, \\ u_0 = 2 : E\{\cdot\} &= 2 + 0,1 \cdot (4 + J_1(2)) + 0,7 \cdot (1 + J_1(1)) + 0,2 \cdot J_1(0) = 4,818, \end{aligned}$$

logo, quando o estágio $k = 0$, com um estoque $x_0 = 0$, a decisão ótima é adquirir uma unidade extra, logo $J_0(0) = 3,7$ e $\mu_0^*(0) = 1$.

Então, a política ótima para cada período é adquirir uma unidade o estoque no início do k -ésimo período, se o estoque é zero, e não adquirir nada, se o estoque for diferente de zero. A Tabela 17 resume o resultado da simulação.

Tabela 17: Resumo da política ótima do controle de estoque. Fonte: (BERTSEKAS, 2005)

x_k	$J_0(x_k)$	$\mu_0^*(x_k)$	$J_1(x_k)$	$\mu_1^*(x_k)$	$J_0(x_k)$	$\mu_2^*(x_k)$
0	3,7	1	2,5	1	1,3	1
1	2,7	0	1,5	0	0,3	0
2	2,818	0	1,68	0	1,1	0

6 METODOLOGIA UTILIZADA

6.1 Introdução

Nos Capítulos 2 e 3, foram abordados os aspectos que regem o mercado de energia elétrica brasileiro. No caso dos consumidores livres especificamente, foram esclarecidas as questões que regulamentam as transações e dão as diretrizes para os agentes participantes do ACL. O processo de formalização dos contratos entre o consumidor e os vendedores para fornecimento de energia futura, dada a incerteza de variáveis como consumo efetivo do comprador e o preço de liquidação das diferenças é de suma importância para composição dos custos do consumidor durante a vigência dos contratos.

O Capítulo 4 descreveu dois importantes objetos deste trabalho, o marketing ambiental e a energia eólica. Esse capítulo abordou as preocupações que as empresas estão tendo com a degradação ambiental, ocasionada pelo ciclo de vida dos seus produtos. Ou seja, as empresas estão reformulando seus conceitos, analisando itens que vão desde o processo de fabricação até o consumo final dos seus produtos. E o marketing ambiental é a principal ferramenta que está sendo utilizada pelas empresas para essa reformulação, provendo meios para certificar seus produtos com um selo de sustentabilidade ambiental. A energia eólica se insere nesse contexto, pois, conforme mostrado no Capítulo 4, é uma fonte em grande ascensão na matriz energética brasileira e mundial, que pode ser adotada como insumo energético para a instituição, tornando-se componente importante para construção de produtos ou prestação de serviços ecologicamente corretos.

A energia eólica ainda é um insumo caro, se comparado com a energia hidrelétrica. Desse modo, o consumidor que optar por aquela fonte de energia para composição de sua estratégia de sustentabilidade, possivelmente fará uma combinação nos contratos de suprimento, tendo contratos de energia eólica e de energia hidrelétrica. Com isso, o consumidor, antes de estabelecer relacionamentos contratuais com seus fornecedores, além de avaliar variáveis como preço, prazo, sazonalidade, deverá avaliar a quantidade de energia eólica que irá consumir dentro de seu montante total previsto para o período requisitado.

É nesse cenário que o objetivo deste trabalho se encaixa. Com a utilização de um modelo de Programação Dinâmica, a partir das informações de entrada (número de meses de fornecimento, demanda prevista, mês a mês, para o período, ofertas de energia eólica e energia hidrelétrica, preços de cada oferta, percentual de flexibilidade e quantidade de energia eólica desejada para o período) será determinada a alocação de energia, mês a mês, em cada contrato, minimizando o custo esperado para o período dentro das restrições de mercado aplicáveis.

Neste capítulo, serão determinadas as equações matemáticas aplicáveis aos custos de aquisição de energia por consumidores livres, a modelagem do algoritmo que implementará a Programação Dinâmica, e a aplicação do modelo em situações de mercado com as respectivas análises dos resultados obtidos.

6.2 Custo da Energia

O consumidor livre ao firmar o contrato de compra de energia com o agente fornecedor, fixa o preço da energia que será contabilizado mensalmente para aquele contrato. O custo mensal que o comprador deverá arcar para o contrato é dado por:

$$C_m(dc_m) = \sigma \times [CP(dc_m) + CF(dc_m)] , \quad (6.1)$$

onde:

C_m é o custo da energia no mês m , em R\$,

σ é o preço da energia firmado para o contrato, em R\$/MWh,

CP é a função que calcula o consumo mensal, em MWh, nos horários de carga pesada para dada demanda dc_m ,

CF é a função que calcula o consumo mensal, em MWh, nos horários de carga leve e média, para dada demanda dc_m ,

dc_m é a demanda contratada do fornecedor no mês m , em MW.

Neste trabalho consideramos que um mês m tem um total de 730 horas, sendo 65 horas correspondentes aos horários de consumo no patamar pesado, e 665 horas para os horários de consumo nos patamares médio e leve. Assim,

$$\begin{aligned} CP(d_m) &= d_m \times 65 \text{ e} \\ CF(d_m) &= d_m \times 665, \end{aligned}$$

onde d_m é a demanda de energia utilizada no mês m , em MW.

O consumidor livre é responsável pelas perdas de energia até o ponto de entrega, onde as perdas podem ser técnicas (dissipadas por fenômenos físicos) ou não técnicas (erros de medições ou furtos de energia). Para este trabalho, será considerado o percentual de 2% para as perdas de energia. Com esta consideração, a expressão (6.1) é modificada para:

$$C_m(dc_m) = \{\sigma \times [CP(dc_m) + CF(dc_m)]\} \times 1,02. \quad (6.2)$$

O consumidor livre pode firmar contratos de suprimento de energia com vários fornecedores. Então

$$dc_m = \sum_{i=1}^{NC_m} do_{i,m}, \quad (6.3)$$

onde:

NC_m é o número de contratos de fornecimento de energia no mês m ; e $do_{i,m}$ é a demanda ofertada pela fornecedor i no mês m , em MW.

A expressão (6.2) que determina o custo mensal para todos os contratos de energia de um consumidor, é modificada para

$$C_m(dc_m) = \sum_{i=1}^{NC_m} \{\sigma_i \times [CP(do_{i,m}) + CF(do_{i,m})]\} \times 1,02,$$

onde σ_i representa o preço da energia do fornecedor i , em R\$/MW.

O consumidor livre, apesar de não adquirir a energia do distribuidor local, continua conectado à rede de distribuição, e por este motivo arca com uma Tarifa de Uso da Rede de Distribuição – TUSD. O consumidor firma um Contrato de Conexão do Sistema de Distribuição – CCD, formalizando o sistema distribuidor que ele utilizará, definindo sua responsabilidade financeira, além do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD. Então o consumidor livre paga à concessionária o valor da TUSD, que engloba a demanda, encargos e energia reativa.

Um fator importante, levado em consideração para definir o valor da TUSD, é o patamar de carga: a TUSD, possui duas variações, a TUSD *de ponta*, tarifação cobrada no horário chamado de ponta, e TUSD *fora da ponta*, corresponde a tarifação cobrada nos horários fora da ponta, ou seja, nos patamares de carga leve e média.

A tarifa TUSD cobrada no mês m , T_m , é dada por:

$$T_m(dr_m) = TD_m(dr_m) + TE_m(dr_m), \quad (6.4)$$

onde:

TD_m é a função custo da TUSD referente à demanda de energia, em R\$, para uma

demanda de energia verificada dr_m ;

TE_m é a função custo da TUSD referente aos encargos da energia, em R\$, para uma demanda de energia verificada dr_m ; e

dr_m é a demanda que foi consumida pelo comprador no mês m , em MW.

A função custo da TUSD referente à demanda de energia é dada por:

$$TD_m(dr_m) = [dr_m \times TP(dr_m, m) + dr_m \times TFP(dr_m, m)] \times 1.000, \quad (6.5)$$

onde:

TP é a função que retorna o valor, em R\$/kWh, da TUSD em horário de ponta em dado mês m , e demanda dr_m ; e

TFP é a função que retorna o valor em R\$/kWh, da TUSD em horário fora da ponta em dado mês m , e demanda dr_m .

A função que calcula o valor da TUSD em horário de ponta é dada por:

$$TP(dr_m, m) = vtp \times [1 - DSCT(dr_m, m)], \quad (6.6)$$

onde:

vtp é o valor da TUSD determinado para os horários de ponta, em R\$/kWh; e

$DSCT \in [0, 1]$ é a função que determina o desconto percentual passível no valor da TUSD no mês m e demanda dr_m .

A função que calcula o valor da TUSD em horário fora da ponta é dada por:

$$TFP(dr_m, m) = vtf \times [1 - DSCT(dr_m, m)], \quad (6.7)$$

onde vtf é o valor da TUSD determinado para os horários fora da ponta, em R\$/kWh.

O desenvolvimento matemático para cálculo do percentual de desconto final para os encargos de transporte foi detalhado na equação (3.1). A equação a seguir é uma especificação para o modelo descrito naquela seção:

$$DSCT(dr_m, m) = \frac{\sum_{i=1}^{NC_m} do_{i,m} \times \omega_i}{\max \left\{ dr_m, \sum_{i=1}^{NC_m} do_{i,m} \right\}}, \quad (6.8)$$

onde $\omega_i \in [0, 1]$ é o percentual de desconto da TUSD garantido ao fornecedor i .

A função custo da TUSD referente aos encargos da energia é dada por

$$TE_m(dr_m) = CP(dr_m) \times tep + CF(dr_m) \times tef, \quad (6.9)$$

onde:

tep é o valor da tarifa TUSD referente aos encargos de energia no horário de carga pesada, em R\$/MWh; e

tef é o valor da tarifa TUSD referente aos encargos de energia no horário de carga leve e média, em R\$/MWh.

Além das tarifas que incidem sobre o transporte de energia do fornecedor ao consumidor, cabe ao comprador arcar com o custo de Encargos de Serviços do Sistema – ESS, que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema para atendimento do consumo. Este custo é contabilizado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes de consumo aos agentes de geração.

$$E_m(dr_m) = \{[CP(dr_m) + CF(dr_m)] \times 1,02\} \times ess, \quad (6.10)$$

onde ess é o valor do encargos de serviços do sistema, dado em R\$/MWh.

Para efeitos de simplificação, a função de encargos E_m será incorporada à função de encargos de transportes T_m . Dessa forma a função T_m , determinada em (6.4), será redefinida para:

$$T_m(dr_m) = TD_m(dr_m) + TE_m(dr_m) + E_m(dr_m). \quad (6.11)$$

Desse modo, os consumidores livres têm que arcar com o custo dos contratos de fornecimento de energia, e com os encargos incidentes sobre sua energia consumida. Logo o custo total da energia mensal para um consumidor é dado por:

$$CTE_m(dc_m, dr_m) = C_m(dc_m) + T_m(dr_m). \quad (6.12)$$

Conforme já abordado nas seções anteriores, a CCEE contabiliza a diferença entre o contratado e o consumido pelos agentes do setor, liquidando as diferenças no mercado de curto prazo, ao preço de liquidação de diferenças. A equação (2.1) representa contabilização de cada agente, hora a hora, em determinado mês. Para efeitos de simplificação, a equação (2.1) será generalizada para obter o valor da contabilização *spot* no mês m para a consolidação dos valores registrados nos patamares de carga, horários de ponta e horários

fora da ponta. Desta forma, a nova equação para representação do preço de liquidação das diferenças é dada por:

$$S_m(dr_m, dc_m) = [CP(dr_m) - CP(dc_m)] \times pldp_m + [CF(dr_m) - CF(dc_m)] \times pldfp_m, \quad (6.13)$$

onde:

S_m representa a função de contabilização do PLD no mês m para a energia efetivamente consumida, em R\$;

dc_m representa a energia alocada dos contratos de compra de energia do mês m , em MW;

$pldp_m$ representa o valor do PLD do mês m para os horários de ponta, em R\$/MWh;

$pldfp_m$ representa o valor do PLD do mês m para os horários fora da ponta, em R\$/MWh.

Agregando o custo *spot*, representado pela equação (6.13), ao custo mensal total da energia, temos:

$$CTE_m(dc_m, dr_m) = C_m(dc_m) + T_m(dr_m) + S_m(dr_m, dc_m). \quad (6.14)$$

Com isso, podemos afirmar que o custo da energia total, contratada para um número total de meses M , para o consumidor é dado por:

$$\sum_{i=1}^M CTE_i(dc_i, dr_i) \quad (6.15)$$

As formulações matemáticas que foram apresentadas nesta seção serão utilizadas para modelagem do algoritmo de Programação Dinâmica, objeto deste trabalho.

6.3 Modelagem do Problema

A compra de energia elétrica através de contratos bilaterais, dadas as restrições impostas pelo mercado energético, pode ser tratada como um problema de decisão multi-estágio, onde a determinação de contratação de energia em um certo mês deve ser considerada com base no custo esperado na contratação de energia nos meses subseqüentes.

Nesta seção, será construído um modelo Programação Dinâmica, onde para uma demanda total de energia necessária um certo período, sazonalizada mensalmente, serão

determinados os montantes mensais que deverão ser contratados, distribuídos entre contratos de energia em negociação pelo comprador, com objetivo de minimizar o custo total esperado para o período. A questão adicional para o problema é a incorporação do requisito de sustentabilidade, aplicado com a exigência de contratação de uma parte da demanda total de energia em contratos com fornecedores de energia eólica.

As informações de entrada para o modelo serão:

- Número de meses para fornecimento de energia, M ;
- Demanda total de energia prevista para o período, MT , em MW;
- Demanda que deverá ser contratada de empreendimentos eólicos, ME , em MW;
- Demanda prevista sazonalizada, mês a mês, dp_m , em MW;
- Percentual de flexibilidade para contratação de energia, pf ;
- Contratos de fornecimento de energia à disposição do consumidor:
 - Preço, σ_i , em R\$/MWh;
 - Percentual de desconto na TUSD ω_i ;
 - Oferta de energia, mês a mês, $do_{m,i}$, em MW;
- Encargos de incidentes sobre o consumo de energia
 - Valor da TUSD determinado para os horários de ponta, vt_p , em R\$/kWh,
 - Valor da TUSD determinado para os horários fora da ponta, vt_f , em R\$/kWh,
 - Valor da tarifa TUSD referente aos encargos de energia no horário de ponta, tep , em R\$/MWh,
 - Valor da tarifa TUSD referente aos encargos de energia nos horários de cargas leve e média, tep , em R\$/MWh
 - Valor do encargos de serviços do sistema, ess , em R\$/MWh;
- Valores esperados para o PLD
 - Valor do PLD em horário de ponta, mês a mês, $pldp_m$, em R\$/MWh,
 - Valor do PLD em horário fora da ponta, mês a mês, $pldfp_m$, em R\$/MWh.

O modelo terá como saída o montante de energia que deverá ser contratada em cada mês, e a alocação desta energia para os contratos disponíveis. Será respeitada a restrição que determina que a demanda de energia ME deverá ser distribuída pelos

contratos firmados com fornecedores de energia eólica, ao longo do período de contratação M .

Com relação aos parâmetros de entrada, o percentual de flexibilidade não tem o mesmo significado do conceito abordado no Capítulo 3, onde tratava-se de um percentual aplicado ao contrato com objetivo de ajustar o montante contratado com montante consumido, em cada mês, como forma de proteger o consumidor frente aos riscos de exposição no mercado *spot*. O percentual de flexibilidade definido nesta seção será aplicado para determinar o montante de energia que deverá ser de fato contratado. Ou seja, é um percentual que poderá determinar uma contratação maior ou menor do que a demanda prevista para o mês. Deste modo, os contratos não terão a variável de flexibilização, apenas a determinação de sazonalização proporcional.

Para efeitos de simplificação, a expressão (6.12) será generalizada para separar as demandas que deverão ser contratadas de empreendimentos hidrelétricos e de empreendimentos eólicos:

$$CTE_m(dch_m, dce_m, dr_m) = C_m(dch_m) + C_m(dce_m) + T_m(dr_m) + S_m(dr_m, dch_m + dce_m), \quad (6.16)$$

onde:

dch_m representa a demanda contratada de fornecedores de energia hidrelétrica no mês m , em MW; e

dce_m representa a demanda contratada de fornecedores de energia eólica no mês m , em MW.

A função S_m necessita do valor do PLD para contabilizar a diferença entre a demanda consumida e a demanda verificada. No entanto, o PLD somente é determinado na semana de contabilização, com isso é necessária a determinação de um modelo de previsão para o PLD esperado nos meses de consumo da energia contratada. Contudo, como não é objetivo deste trabalho elaborar um modelo para determinação desses valores, serão utilizados valores médios esperados para o PLD, escolhidos de forma aleatória. Além disso, será utilizada uma variável que irá considerar a probabilidade do PLD está próximo ao valor mínimo. Com isso a equação (6.13), foi modificada para:

$$S_m(dr_m, dc_m) = [CP(dr_m) - CP(dc_m)] \times [(1 - PSminp_m) \times PSmedp_m] + [CF(dr_m) - CF(dc_m)] \times [(1 - PSminfp_m) \times PSmedfp_m] \quad (6.17)$$

onde:

$PSminp_m \in [0, 1]$ é a probabilidade do PLD atingir o valor mínimo no mês m , para os horários de ponta;

$PSminfp_m \in [0, 1]$ representa a probabilidade do PLD atingir o valor mínimo no mês m , para os horários fora ponta;

$PSmedp_m$ representa o valor do PLD médio previsto para o mês m , para os horários de ponta, expresso em R\$/MWh;

$PSmedfp_m$ representa o valor do PLD médio previsto para o mês m , para os horários fora da ponta, expresso em R\$/MWh.

A modelagem consistirá em dividir o problema em estágios m , e as melhores decisões uc^* (demanda energética para contratação ótima) e ue^* (demanda de contratação ótima nos contratos de energia eólica) em cada etapa, serão determinadas de acordo com o estado em que o sistema se encontra. O estado do sistema será determinado por duas condições, wc , que é energia disponível para contratação, e we , a energia eólica exigida para contratação. Em cada intervalo m , serão fixadas energias disponíveis para contratação $wc_m \in [wc_m^{min}, wc_m^{max}]$ e $we_m \in [0, we_m^{max}]$.

O problema de otimização determinará os montantes mensais de energia elétrica que deverão ser adquiridos dos dois tipos de energia, hidrelétrica e eólica, distribuídos pelos contratos disponíveis. O problema será modelado utilizando a metodologia *backward*¹, onde serão obtidas políticas ótimas que determinem a demanda ótima contratada uc^* e a demanda ótima contratada de energia eólica ue^* (consequentemente, demanda ótima contratada de energia hidrelétrica $uc^* - ue^*$), para cada estágio m , partindo do último estágio M , onde o custo $CE(wc_m, we_m, d_m)$ é conhecido:

$$CE_m(wc_m, we_m, dp_m) = \min_{\substack{uc_m^{min} \leq uc_m \leq uc_m^{max} \\ ue_m^{min} \leq ue_m \leq ue_m^{max}}} E \left\{ \begin{array}{l} g_m(dp_m, uc_m, ue_m) + \\ CE_{m+1}(wc_{m+1}, we_{m+1}, dp_{m+1}) \end{array} \right\}, \quad (6.18)$$

para todo $m = 1, 2, \dots, M - 1$

Sujeito a:

¹Na abordagem *backward* o processo de resolução do problema parte do último estágio até o estágio inicial.

$$wc_m^{min} \leq wc_m \leq wc_m^{max}, \quad (6.19)$$

$$wc_{m+1} = wc_m - uc_m, \quad (6.20)$$

$$we_{m+1} = we_m - ue_m,$$

$$uc_m^{min} \leq uc_m \leq uc_m^{max},$$

$$ue_m^{min} \leq ue_m \leq ue_m^{max},$$

$$0 \leq we_m \leq we_m^{max}, \quad (6.21)$$

$$MT = \sum_{m=1}^M uc_m^*,$$

$$ME = \sum_{m=1}^M ue_m^*,$$

onde:

$$CE_M(wc_M, we_M, dp_M) = g_M(uc_M, ue_M, dp_M), \quad (6.22)$$

$$g(uc_m, ue_m, dp_m) = CTE_m(uc_m - ue_m, ue_m, dp_m), \quad (6.23)$$

$$\mu_m^*(wc_m, we_m) = (uc_m^*, ue_m^*),$$

$$\pi^* = \{\mu_1^*, \mu_2^*, \dots, \mu_{M-1}^*\},$$

$$dc_m^{min} = (1 - pf) \times dp_m,$$

$$dc_m^{max} = (1 + pf) \times dp_m,$$

$$uc_m^{min} = dc_m^{min} + \max\{0, wc_m - dc_m^{min} - wc_{m+1}^{max}\}, \quad (6.24)$$

$$uc_m^{max} = \min\{dc_m^{max}, wc_m - wc_{m+1}^{min}\}, \quad (6.25)$$

$$wc_m^{min} = \sum_{i=m}^M dc_i^{min},$$

$$wc_m^{max} = \sum_{i=m}^M dc_i^{max},$$

$$we_m^{max} = \min\{ME, wc_m, EDE(wc_m, m)\}, \quad (6.26)$$

$$ue_m^{min} = \max\{0, we_m - EDE(wc_m - uc_m, m + 1)\},$$

$$ue_m^{max} = \min\{uc_m, we_m, dot_m\}$$

$$dot_m = \sum_{i=1}^{NC_m} do_{i,m}$$

M é o número de meses para fornecimento de energia elétrica;

m é o mês de suprimento da energia elétrica;

MT é o montante total de energia que deverá ser contratado em M meses, em MW;
 ME é o montante total de energia eólica que o consumidor deseja contratar em M meses, em MW;
 dp_m é a demanda de energia prevista para consumo no mês m , em MW;
 dc_m^{min} é o montante mínimo de energia que poderá ser contratado no intervalo m , em MW;
 dc_m^{max} é o montante máximo de energia que poderá ser contratado no intervalo m , em MW;
 wc_m é o montante total de energia necessário para contratação no mês m , em MW;
 wc_m^{min} é o montante total mínimo de energia necessário para contratação no mês m , em MW;
 wc_m^{max} é o montante total máximo de energia necessário para contratação no mês m , em MW;
 uc_m é a decisão de contratação de energia elétrica no mês m , em MW;
 uc_m^{min} é o limite inferior para contratação de energia elétrica no mês m , em MW;
 uc_m^{max} é o limite superior para contratação de energia elétrica no mês m , em MW;
 we_m é o montante total de energia eólica para contratação no mês m , em MW;
 we_m^{min} é o montante total mínimo de energia eólica para contratação no mês m , em MW;
 we_m^{max} é o montante total máximo de energia eólica para contratação no mês m , em MW;
 ue_m é a decisão de contratação de energia eólica no mês m , em MW;
 ue_m^{min} é o limite inferior para contratação de energia eólica no mês m , em MW;
 ue_m^{max} é o limite superior para contratação de energia eólica no mês m , em MW;
 dot_m é a oferta total de energia disponível para contratação no mês m , em MW;
 dc_m é o montante de energia contratada no intervalo m , em MW;
 π^* é a política ótima do problema;
 pf é o percentual de flexibilidade. $pf \in]0, 0.1]$;
 $\mu_m^*(wc_m, we_m)$ é a decisão de contratação de energia total, uc_m , e energia eólica, ue_m , dado os montantes disponíveis wc_m e we_m ;
 $EDE(wc_m, m)$ é a função que determina a quantidade de energia eólica disponível para contratação a partir do mês m , dada quantidade de energia disponível wc_m .

Para melhor entendimento acerca da execução do modelo, serão explicadas através um pequeno exemplo algumas equações construídas para restringir o modelo. Será considerado um consumidor livre com montante de energia de 210 MW, num horizonte de 3 meses. A Tabela 18 mostra a sazonalidade mensal do consumidor para o montante total previsto. As colunas 2 e 3 são determinadas pelo percentual de flexibilização, pf , considerado como 10%.

Para entendimento das equações (6.24) e (6.25), será considerado que a execução do modelo se encontra no estágio 2, logo o estado wc_2 será aplicado para os valores

Tabela 18: Exemplo para compreensão das variáveis de restrição do modelo.

m	dp_m (MW)	dc_m^{min} (MW)	dc_m^{max} (MW)	wc_m^{min} (MW)	wc_m^{max} (MW)
1	70	63	77	189	231
2	60	54	66	126	154
3	80	72	88	72	88
TOTAL	210	-	-	-	-

compreendidos entre 126 e 154, respeitando a restrição imposta na equação (6.20). A decisão de contratação da demanda de energia mensal uc_2 que poderá variar entre dois valores, uc_2^{min} e uc_2^{max} , está diretamente ligada com o montante de energia disponível para contratação no estágio 2, wc_2 . Considere, por exemplo, duas situações:

1. $wc_2 = 127$. O montante de energia uc_2 que poderá ser adquirido no mês 2 será 54 ou 55 MW, haja vista que a equação (6.21) definida por $wc_{m+1} = wc_m - uc_m$ está restrita pela expressão (6.20). Assim, se $uc_2 = 56$, então $wc_3 = 127 - 56 = 71$, ferindo a expressão (6.20), já que $wc_3^{min} = 72$. Desse modo, o montante máximo para contratação $uc_2^{max} = \min \{dc_2^{max}, wc_2 - wc_3^{min}\} = \min \{72, 127 - 72\} = \min \{72, 55\} = 55$ MW.
2. $wc_2 = 153$. O montante de energia uc_2 que poderá ser adquirido no mês 2 será 65 ou 66 MW. Por exemplo, o valor de 64 MW não poderá ser contratado no mês 2, pois $wc_3 = 153 - 64 = 89$, ferindo a expressão (6.20), já que $wc_3^{max} = 88$. Desse modo, o montante mínimo para contratação $uc_2^{min} = dc_2^{min} + \max \{0, wc_2 - dc_2^{min} - wc_3^{max}\} = 54 + \max \{0, 153 - 54 - 88\} = 54 + \max \{0, 11\} = 54 + 11 = 65$ MW.

O montante de energia eólica que pode ser contratado no mês, we_m , poderá variar de 0 ao montante máximo de energia eólica disponível para contratação no mês, we_m^{max} , conforme expressão (6.22). O valor de we_m^{max} , conforme equação (6.26), será o menor valor entre o montante de energia eólica para contratação, ME , o montante de energia disponível para contratação, wc_m e a oferta total de energia eólica para contratação, determinado pela função $EDE(wc_m, m)$. Para exemplificação, dois fornecedores de energia eólica terão suas ofertas detalhadas na Tabela 19.

Tabela 19: Exemplo fornecedores de energia eólica.

m	$do_{1,m}$ (MW)	$do_{2,m}$ (MW)	dot_m (MW)
1	42	40	82
2	47	48	95
3	32	23	55

Será considerado que a execução do modelo encontra-se no estágio 2, $wc_2 = 126$ e $ME = 120$. Analisando os números rapidamente, poderia ser afirmado que no estágio

2, com um montante de energia necessário para contratação $wc_2 = 126$ e com oferta de energia disponível para contratação igual a 150 ($95 + 55$), o montante total de energia eólica ME poderia ser contratado em sua totalidade (120 MW) nesses dois últimos meses de suprimento. No entanto, dado o montante $wc_2 = 126$ que deve ser contratado nos últimos dois meses, o consumidor deverá firmar seus contratos com $uc_2 = 54$ e $uc_3 = 72$. Com isso, a energia eólica ofertada em cada mês ficará condicionada ao montante que o consumidor poderá adquirir em cada mês, ou seja:

$$\begin{aligned} EPE(wc_2 = 126, 2) &= \min\{uc_2, do_2\} + \min\{uc_3, do_3\} \\ &= \min\{54, 95\} + \min\{72, 55\} \\ &= 54 + 55 = 109\text{MW}, \end{aligned}$$

logo, a energia máxima para contratação, wc_2^{max} , determinada na equação (6.26) será igual a 109 MW ($\min\{120, 126, 109\}$).

A função $EPE(wc_m, m)$ é assim definida:

$$\begin{aligned} EPE(wc_m, m) &= \sum_{i=m}^M \min\{uc_i, do_i\}, \text{ onde} \\ uc_i &= \left\{ \begin{array}{l} \min\{uc_i^{max}, wc_i\}, \text{ se } i = M \\ \min\{uc_i^{max}, wc_i - wc_{i+1}^{min}\}, \text{ se } i < M \end{array} \right\}, \\ wc_{i+1} &= wc_i - uc_i \end{aligned}$$

Além das considerações acima, é importante ressaltar que o montante de energia eólica ue_m contratado no mês poderá ser distribuído em mais de um contrato de fornecimento de energia, conforme expressado em (6.4). Com isso, para cada possibilidade de contratação ue_m de energia eólica, e conseqüentemente, cada possibilidade de contratação de energia hidrelétrica $uc_m - ue_m$, existirá combinações de contratos de fornecimento de energia elétrica que cobrem a demanda esperada do consumidor.

Supondo que no estágio 2, $ue_e = 30$ e os fornecedores de energia são os mesmos mostrados na Tabela 19, existirá uma conjunto de contratos que satisfazem a necessidade de consumo do comprador. A Tabela 20 mostra as combinações possíveis com as ofertas de energia, $do_{1,2}$ e $do_{2,2}$, dos dois fornecedores de energia eólica no estágio 2.

Dada essa consideração, para cada decisão de contratação de energia elétrica uc_m , deverão ser combinados contratos de energia para fornecimento da energia eólica a partir de ue_m , e combinados contratos de energia para fornecimento de energia hidrelétrica a

Tabela 20: Exemplo de combinações de contratos de energia eólica para suprimento de demanda.

Combinações								
N.º	$do_{1,m}$	$do_{2,m}$	N.º	$do_{1,m}$	$do_{2,m}$	N.º	$do_{1,m}$	$do_{2,m}$
1	30	0	9	22	8	17	14	16
2	29	1	10	21	9	18	13	17
3	28	2	11	20	10	19	12	18
4	27	3	12	19	11	20	11	19
5	26	4	13	18	12	21	10	20
6	25	5	14	17	13	22	9	21
7	24	6	15	16	14	23	8	22
8	23	7	16	15	15	24	7	23

partir de $uc_m - ue_m$. O algoritmo construído para combinar os contratos de energia para uma determinada demanda está detalhado no Apêndice C.

Na próxima seção, a modelagem aqui definida será aplicada em casos de mercado.

6.4 Aplicação em Estudos de Casos

Nesta seção, será demonstrada a aplicabilidade do modelo utilizando hipóteses de mercado. Foi levado em consideração, um comprador A com montante total de energia necessário para consumo num período de 12 meses igual a 670 MW. Neste trabalho, será considerado que os contratos de energia disponíveis em cada mês m têm oferta de energia suficiente para cobrir a demanda energética prevista, isto é, $dot_m \geq dc_m^{max}$. A Tabela 21 exhibe a demanda energética do comprador A prevista para cada mês, bem como as variáveis restritivas calculadas com base na demanda esperada mensal.

Tabela 21: Demanda do consumidor A para 12 meses.

m	d_m (MW)	dc_m^{min} (MW)	dc_m^{max} (MW)	wc_m^{min} (MW)	wc_m^{max} (MW)
1	30	27	33	603	737
2	50	45	55	576	704
3	40	36	44	531	649
4	60	54	66	495	605
5	80	72	88	441	539
6	70	63	77	369	451
7	60	54	66	306	374
8	40	36	44	252	308
9	30	27	33	216	264
10	70	63	77	189	231
11	60	54	66	126	154
12	80	72	88	72	88
TOTAL	670	-	-	-	-

As tarifas de uso do sistema de distribuição foram mapeadas de acordo com os custos aplicados no mercado de energia brasileiro, e os valores utilizados pelas simulações estão detalhados na Tabela 22.

Tabela 22: Encargos utilizados na tarifação de uso do sistema de transportes.

TUSD (R\$/kWh)	
Ponta (<i>vtp</i>)	Fora Ponta (<i>vtf</i>)
30,23	8,02
TUSD - Encargos (R\$/MWh)	
Ponta (<i>tep</i>)	Fora Ponta (<i>tef</i>)
21,17	21,17
Encargos de Serviços do Sistema (R\$/MWh) – (<i>ess</i>)	
0,65	

Serão utilizados cinco possíveis fornecedores de energia, um fornecedor para energia hidrelétrica, e outros quatro fornecedores para energia eólica. Os fornecedores de energia eólica poderão ter um percentual de desconto na TUSD, de 50% ou 100%. A Tabela 23 detalha as características do contrato, como percentual de desconto da TUSD, oferta de energia mês a mês, e preço da energia. Os Fornecedores 1, 2 e 3 apresentam ofertas constantes ao longo do período, enquanto que os Fornecedores 4 e 5 há uma variação de capacidade energética de acordo com a sazonalidade dos ventos ².

Tabela 23: Fornecedores de energia utilizados nos estudos de casos.

Fornecedor	1 - Hidrelétrica	2 - Eólica	3 - Eólica	4 - Eólica	5 - Eólica
Desconto TUSD – ω_i	0%	50%	100%	50%	100%
Preço – σ_i	R\$ 90,00	R\$ 135,00	R\$ 153,00	R\$ 135,00	R\$ 153,00
Mês	Oferta de Energia (MW)				
1	100	50	30	12	14
2	100	50	30	14	15
3	100	50	30	8	7
4	100	50	30	9	10
5	100	50	30	11	9
6	100	50	30	14	16
7	100	50	30	25	21
8	100	50	30	37	39
9	100	50	30	44	43
10	100	50	30	42	40
11	100	50	30	47	48
12	100	50	30	32	23

Neste trabalho, as execuções do modelo serão realizadas considerando duas configurações possíveis para os custos do PLD esperados para o período. A contabilização do comprador no mercado de curto prazo será realizado com os valores do preço *spot* médio,

²As variações foram escolhidas de acordo com o gráfico de comportamento de algumas usinas eólicas, detalhado na Figura 12.

fora da ponta e na ponta, além da probabilidade do PLD está próximo ao mínimo. A Tabela 24 apresenta os valores PLD médios esperados e as probabilidade de tendência ao valor mínimo para o período desejado, que serão utilizados para execução do modelo nos primeiros cenários.

Tabela 24: Valores previstos para mercado *spot* - configuração 1.

Valores Esperados no Mercado Spot				
m	$PSminp_m$	$PSminfp_m$	$PSmedp_m$ (R\$/MWh)	$PSmedfp_m$ (R\$/MWh)
1	0,45	0,45	12,91	12,91
2	0,65	0,65	15,15	13,82
3	0,87	0,87	30,95	27,24
4	0,46	0,46	22,67	21,47
5	0,68	0,68	34,60	32,34
6	0,75	0,75	69,01	67,70
7	0,56	0,56	92,07	89,61
8	0,51	0,51	118,07	116,66
9	0,34	0,34	134,16	132,10
10	0,68	0,68	139,17	137,78
11	0,71	0,71	118,34	116,68
12	0,78	0,78	72,98	71,62

Primeiramente, para efeitos de comparação futura, será considerada uma situação mais frequente de mercado, em que o consumidor adquire 100% de sua energia de fornecedores de energia hidrelétrica. Neste caso, o modelo construído será executado considerando que não haverá contratação de energia eólica, ou seja, $ME = 0$. O resultado é exibido na Tabela 25. Todos os resultados exibidos a seguir terão as exibições dos custos reduzidos em uma unidade de milhar, ou seja, o custo real deverá ser convertido multiplicando-se o custo por mil.

Os resultados exibidos na Tabela 25 mostram que o modelo de Programação Dinâmica aplicado para este cenário determinou as aquisições máximas, ou seja, aquisições acima do previsto para consumo, nos meses em que é esperada uma elevação no preço de liquidação das diferenças. É importante ressaltar que os valores negativos apresentados na coluna do custo *spot* (S_m) não representam lucro do comprador, e sim pagamentos negativos contabilizados para efeito de compensação financeira. Claramente, o modelo apostou numa compensação financeira para os meses em que o PLD estiver elevado, liquidando sua energia excedente de forma mais satisfatória. Nos outros meses, o modelo apostou na aquisição de uma energia mais barata, para suprir o déficit da demanda necessária em relação à demanda contratada no mês. Os meses em que o modelo optou em adquirir energia numa demanda acima da prevista, estão compreendidos entre os meses 6 e 11. Uma observação importante a ser realizada sobre a execução deste cenário está na consideração do preço *spot* nos meses 6 e 12. A coluna $PSmedp_m$ da Tabela 24 apresenta

Tabela 25: Cenário 01 - Compra de energia apenas de um fornecedor de energia hidrelétrica.

m	d_m (MW)	uc_m^* (MW)	Custos em Mil Reais - R\$			
			CH_m	T_m	S_m	CTE_m
1	30	27	1.818,25	1.625,71	15,55	3.459,51
2	50	45	3.030,41	2.709,52	17,81	5.757,74
3	40	36	2.424,33	2.167,62	10,47	4.602,41
4	60	54	3.636,50	3.251,43	51,03	6.938,96
5	80	72	4.848,66	4.335,24	60,81	9.244,71
6	70	77	5.185,37	3.793,33	-86,64	8.892,07
7	60	66	4.444,60	3.251,43	-173,12	7.522,91
8	40	44	2.963,07	2.167,62	-167,10	4.963,59
9	30	33	2.222,30	1.625,71	-191,20	3.656,81
10	70	77	5.185,37	3.793,33	-225,50	8.753,20
11	60	66	4.444,60	3.251,43	-148,39	7.547,64
12	80	73	4.916,00	4.335,24	80,65	9.331,89
Total	670	670	45.119,48	36.307,61	-755,63	80.671,46

os valores de PLD R\$ 69,01 e R\$ 72,98 para os meses 6 e 12, respectivamente. A primeira impressão é que o mês 12 seria o escolhido para ter a contratação de energia no patamar máximo, mas o modelo escolheu o mês 6 considerando que o custo ótimo

$$CE_6^*(wc_6, we_6, d_6) = \min_{\pi^6} \underset{\substack{wc_6, \dots, wc_{M-1} \\ we_6, \dots, we_{M-1}}}{E} \left\{ g_N(d_M, uc_M, ue_M) + \sum_{i=6}^{M-1} g_i(d_i, uc_i, ue_i) \right\},$$

$$\pi^6 = \{\mu_6, \mu_7, \dots, \mu_{M-1}\}$$

apresenta um valor menor quando $uc_6 = 77$, do que quando $uc_6 = 63$.

Na segunda execução do modelo, será inserida uma segunda opção de oferta, representada pelo Fornecedor de energia eólica N.º 2. Será determinado que 120 MW do montante total, 670 MW, seja proveniente do contrato firmado com o Fornecedor 2. Logo, $ME = 120$.

Os resultados obtidos, exibidos na Tabela 26, apresentam um aumento no custo esperado total do consumidor, em relação ao custo apresentado na Tabela 25, após os doze meses de fornecimento, aproximadamente R\$ 1.745,55. O execução do modelo fixou a contratação de toda a energia eólica nos quatro primeiros meses do período, e todas as contratações foram configuradas para o limite inferior da demanda mensal em cada mês. Isto significa que nesses meses, o consumidor optará em adquirir o restante de sua energia necessária para consumo no mercado de curto prazo, sob a prerrogativa de possibilidade do PLD próximo ao mínimo, compensando um custo mais elevado na energia proveniente

Tabela 26: Cenário 02 - Compra de energia de dois fornecedores de energia, hidrelétrica e eólica.

m	d_m (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	ue_m^* (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				CH_m	CE_m	T_m	S_m	CTE_m
1	30	0	27	0	2.727,37	1.109,34	15,55	3.852,26
2	50	0	45	0	4.545,62	1.848,9	17,81	6.412,32
3	40	0	36	0	3.636,49	1.479,12	10,47	5.126,08
4	60	42	12	2.828,38	1.212,16	3.021,93	51,03	7.113,51
5	80	72	0	4.848,66	0	4.335,24	60,81	9.244,71
6	70	77	0	5.185,37	0	3.793,33	-86,64	8.892,07
7	60	66	0	4.444,6	0	3.251,43	-173,12	7.522,91
8	40	44	0	2.963,07	0	2.167,62	-167,1	4.963,59
9	30	33	0	2.222,3	0	1.625,71	-191,2	3.656,81
10	70	77	0	5.185,37	0	3.793,33	-225,5	8.753,2
11	60	66	0	4.444,6	0	3.251,43	-148,39	7.547,64
12	80	73	0	4.916	0	4.335,24	80,65	9.331,89
Total	670	550	120	37.038,37	12.121,65	34.012,61	-755,63	82.417,01

do Fornecedor N.º 2. Nos meses seguintes, partiu-se para a mesma abordagem registrada na Tabela 25, onde o consumidor irá liquidar sua energia excedente a um preço mais elevado.

Outras duas observações podem ser colocadas sobre este resultado. Primeiramente, o custo mensal dos contratos firmados no Cenário 02, nos primeiros quatro meses, é maior do que o custo mensal dos contratos registrado no Cenário 01. Em segundo lugar, o custo mensal dos encargos de transporte no Cenário 02, no mesmo período, é menor do que o custo mensal da mesma variável no Cenário 01. Isto ocorre devido ao desconto da TUSD que o Fornecedor N.º 02 tem direito, 50%. No entanto, mesmo com este desconto, a redução no custo com o transporte de energia não foi suficiente para compensar o custo mensal do contrato, dado que o preço da energia no contrato de fornecimento de energia eólica é maior do que o preço da energia no contrato de fornecimento de energia hidrelétrica. O gráfico exposto na Figura 15 exhibe o comportamento das variáveis C_m e T_m nos dois cenários. É possível perceber que a área formada pela diferença nos custos de transporte é menor do que a área formada pela diferença nos custos dos contratos, justificando um custo total maior do Cenário 02, em relação ao Cenário 01.

Mesmo com estas considerações, é importante salientar que a escolha de um cenário de compra de energia eólica certamente acarretará num aumento do custo total, comparando-se a uma aquisição exclusivamente com contratos de energia hidrelétrica. Contudo, o consumidor livre, como uma empresa detentora de uma política de sustentabilidade, pode utilizar uma parte do orçamento com o marketing ambiental na aquisição de energia proveniente de uma fonte limpa. Ou seja, o custo de produção será acrescido, mas será uma das ferramentas utilizadas para fornecimentos de produtos ou serviços ecologicamente corretos.

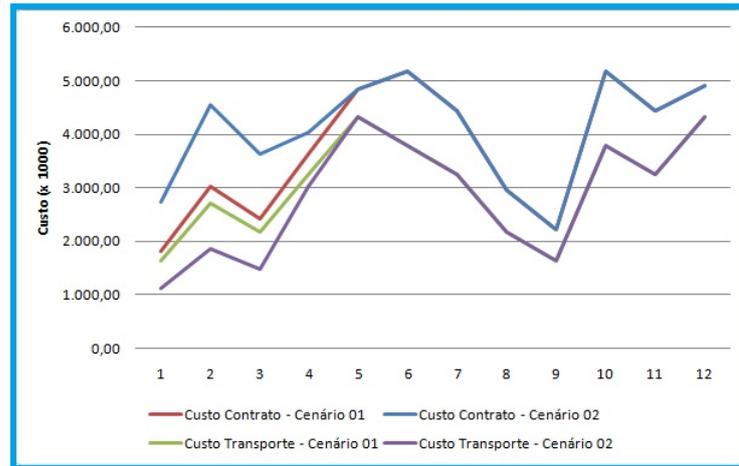


Figura 15: Gráfico de evolução de custos - cenário 01 vs cenário 02.

Para execução do Cenário 02, foi utilizado um fornecedor de energia eólica que apresenta uma oferta constante de energia ao longo do período, 50 MW mensais. Os meses escolhidos para alocação desse contrato apresentam demandas que são cobertas pela oferta. Porém, as usinas eólicas apresentam níveis de geração que oscilam ao longo de um período, dado o ciclo dos ventos, fato que pode ser verificado com os Fornecedores N.º 4 e N.º 5. Essa sazonalidade pode acarretar em não cobertura da demanda mensal de um consumidor, ocasionando em diluição da contratação de energia ao longo de vários meses, ou utilização de vários fornecedores para suprir a demanda energética necessária. Na próxima execução, o Fornecedor N.º 2 será substituído pelo Fornecedor N.º 4, aproximando o estudo de caso para uma situação mais normal de mercado. O resultado é mostrado na Tabela 27.

Tabela 27: Cenário 03 - Compra de energia de dois fornecedores de energia, hidrelétrica e eólica.

m	d_m (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	ue_m^* (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				CH_m	CE_m	T_m	S_m	CTE_m
1	30	15	12	1.010,14	1.212,16	1.396,21	15,55	3.634,07
2	50	31	14	2.087,62	1.414,19	2.441,77	17,81	5.961,39
3	40	28	8	1.885,59	808,11	2.014,62	10,47	4.718,78
4	60	45	9	3.030,41	909,12	3.079,30	51,03	7.069,87
5	80	61	11	4.107,89	1.111,15	4.124,86	60,81	9.404,72
6	70	56	14	3.771,18	1.414,19	3.525,58	0,00	8.710,95
7	60	49	17	3.299,78	1.717,23	2.955,86	-173,12	7.799,76
8	40	43	1	2.895,73	101,01	2.150,23	-167,10	4.979,88
9	30	33	0	2.222,30	0,00	1.625,71	-191,20	3.656,81
10	70	77	0	5.185,37	0,00	3.793,33	-225,50	8.753,20
11	60	64	2	4.309,92	202,03	3.216,66	-148,39	7.580,21
12	80	48	32	3.232,44	3.232,44	3.723,24	0,00	10.188,12
Total	670	550	120	37.038,38	12.121,65	34.047,38	-749,64	82.457,76

A partir de análise dos dados gerados pela execução do Cenário 03, foi constatado o aumento do custo total com a aquisição de energia. Esta situação é justificada com uma

distribuição de energia eólica nos meses em que o consumidor poderia obter algum ganho, liquidando o excedente a um PLD considerável, como por exemplo, no mês 6. Observe que em relação ao Cenário 02, onde no mês 6 é contratado 77 MW de energia, o modelo optou em contratar 70 MW, suprimindo a demanda do mês. O modelo acabou colocando os 7 MW no último período, fechando-o com 80 MW, diferente do Cenário 02, onde o mesmo mês foi fechado com 73 MW contratados.

O resultado do Cenário 03 é interessante e necessita de uma avaliação especial. O que levou o modelo a optar pela não alocação de mais energia no período 6, do mesmo modo que foi realizado no Cenário 02? Foi realizada uma simulação da situação, alocando 7 MW no período 6, e retirando 7 MW do período 12, em ambos para energia hidrelétrica (não é possível mexer na oferta de eólica, dada a sazonalidade do fornecedor). Desta forma, os montantes mensais do Cenário 03 estão iguais aos montantes apresentados no Cenário 02, conforme apresentado na Tabela 28. Com a mudança, o custo no período seis aumentou R\$ 409,11 (de R\$ 8.710,95 para R\$ 9.120,06), enquanto que no período doze, o custo reduziu R\$ 390,75 (R\$ 10.188,12 para R\$ 9.797,37). Ou seja, o modelo escolheu uma redistribuição de energia entre os meses 6 e 12, dada a redução do custo em R\$ 18,36.

Tabela 28: Contraprova dos resultados apresentados no cenário 03.

m	d_m (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	ue_m^* (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				CH_m	CE_m	T_m	S_m	CTE_m
...								
6	70	63	14	4.242,58	1.414,19	3.549,92	-86,64	9.120,06
...								
12	80	41	32	2.761,04	3.232,44	3.723,24	80,65	9.797,37
Total	670	550	120	37.038,38	12.121,65	34.071,72	-755,63	82.476,12

Conforme descrito na abordagem do Cenário 03, o Fornecedor N.º 4, dada a sazonalidade de sua oferta de energia, não consegue em alguns meses cobrir a demanda do consumidor. O comprador pode então negociar mais contratos de fornecimento de energia eólica, para atendimento de sua demanda, conforme seu interesse. No Cenário 04, o modelo será executado considerando o portfólio de ofertas para o cliente com os Fornecedores N.º 1, N.º 4 e N.º 5. O Fornecedor N.º 5 foi escolhido por apresentar um percentual de desconto de 100% na tarifa de transporte.

A primeira observação que pode ser realizada sobre os resultados expostos na Tabela 29 é a redução do custo total, evidentemente, face a um desconto maior obtido nos encargos de transportes do Fornecedor N.º 5. Mas, a coluna ue_m^* mostra que nenhum MW foi adquirido do Fornecedor N.º 4, refletindo a utilização do cálculo do desconto da equação (6.8). Do mesmo modo que foi realizado no Cenário 03, será realizada uma contraprova com a alocação de energia do Fornecedor N.º 4, nos meses de 1 a 5, e retirando a energia que foi adquirida do Fornecedor N.º 5, no décimo primeiro mês.

Tabela 29: Cenário 04 - Compra de energia de três fornecedores de energia, um hidrelétrica e dois eólicos.

m	d_m (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	ue_m^* (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				CH_m	CE_m	T_m	S_m	CTE_m
1	30	13	14.0 (0,14)	875,45	1.602,75	1.090,21	15,55	3.583,97
2	50	30	15.0 (0,15)	2.020,27	1.717,23	2.135,77	17,81	5.891,09
3	40	29	7.0 (0,7)	1.952,93	801,38	1.899,87	10,47	4.664,64
4	60	44	10.0 (0,10)	2.963,07	1.144,82	2.868,93	51,03	7.027,85
5	80	63	9.0 (0,9)	4.242,58	1.030,34	3.990,99	60,81	9.324,72
6	70	77	0.0 (0,0)	5.185,37	0,00	3.793,33	-86,64	8.892,07
7	60	66	0.0 (0,0)	4.444,60	0,00	3.251,43	-173,12	7.522,91
8	40	44	0.0 (0,0)	2.963,07	0,00	2.167,62	-167,10	4.963,59
9	30	33	0.0 (0,0)	2.222,30	0,00	1.625,71	-191,20	3.656,81
10	70	77	0.0 (0,0)	5.185,37	0,00	3.793,33	-225,50	8.753,20
11	60	12	48.0 (0,48)	808,11	5.495,15	1.415,43	0,00	7.718,69
12	80	62	17.0 (0,17)	4.175,24	1.946,20	3.684,99	11,52	9.817,94
Total	670	550	120	37.038,38	13.737,87	31.717,61	-676,36	81.817,49

Tabela 30: Contraprova dos resultados apresentados no cenário 04.

m	d_m (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	ue_m^* (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				CH_m	CE_m	T_m	S_m	CTE_m
1	30	1	26(12,14)	67,34	2.814,92	860,71	15,55	3.758,52
2	50	16	29(14,15)	1.077,48	3.131,43	1.868,02	17,81	6.094,74
3	40	21	15(8,7)	1.414,19	1.609,49	1.746,87	10,47	4.781,01
4	60	35	19(9,10)	2.356,99	2.053,95	2.696,80	51,03	7.158,77
5	80	52	20(11,9)	3.501,81	2.141,49	3.780,61	60,81	9.484,73
6	70	77	0(0,0)	5.185,37	0,00	3.793,33	-86,64	8.892,07
7	60	66	0(0,0)	4.444,60	0,00	3.251,43	-173,12	7.522,91
8	40	44	0(0,0)	2.963,07	0,00	2.167,62	-167,10	4.963,59
9	30	33	0(0,0)	2.222,30	0,00	1.625,71	-191,20	3.656,81
10	70	77	0(0,0)	5.185,37	0,00	3.793,33	-225,50	8.753,20
11	60	60	0(0,0)	4.040,55	0,00	3.251,43	0,00	7.291,98
12	80	68	11(0,11)	4.579,29	1.259,30	3.914,49	11,52	9.764,60
Total	670	550	120	37.038,38	13.010,57	32.750,36	-676,36	82.122,94

O resultado detalhado na Tabela 30 mostra que mesmo alocando energia em dois contratos de energia eólica, nos meses de 1 a 5, o custo esperado total apresentado na execução do Cenário 04 é menor, uma diferença de R\$ 305,45. O custo total dos contratos firmados pelo comprador com fornecedores de energia eólica apresentados na Tabela 30 é menor do que o custo apresentado na Tabela 29, uma diferença de R\$ 727,30. Em compensação, o custo total dos encargos de transporte é menor na execução apresentada na Tabela 29, R\$ 1.032,75 a menos do que apresentado na Tabela 30. A Figura 16 exibe graficamente a evolução dos custos com contratos e encargos de transporte. É possível perceber que a área formada pela diferença entre os custos com transportes nas duas situações é maior que a área formada pela diferença com os custos com contratos, justificando a diferença de R\$ 305,45. Logo, o modelo ao ser executado com as configurações do Cenário 03, apresentou resultados consistentes, minimizando o custo esperado.

Através dos resultados obtidos, é possível perceber que o consumidor terá um

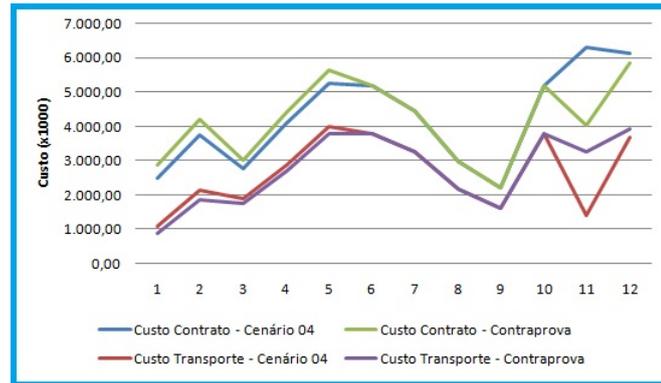


Figura 16: Gráfico de evolução de custos - cenário 04 x contraprova.

custo maior quando optar em contratar fornecedores de energia eólica na composição de seu portfólio de suprimento de energia. No entanto, as características dos fornecedores, como o preço da energia, a sazonalidade das ofertas mensais dos fornecedores e o percentual de desconto nos encargos de transporte, pode reduzir os custos com a compra de energia eólica, e aproximar o custo esperado total do custo que teria se comprasse energia apenas de fornecedores de energia hidrelétrica. Este fato é apresentado no Cenário 04, onde o consumidor teve um custo de R\$ 81.817,49 (compra de energia do Fornecedor N.º 5, com percentual de desconto na TUSD de 100%), enquanto que no Cenário 02, obteve um custo de R\$ 82.417,01 (compra de energia do Fornecedor N.º 3, com percentual de desconto na TUSD de 50%), uma diferença significativa de R\$ 599,52.

Com isso, o consumidor com a possibilidade de ofertas de fornecedores de energia eólica contemplados com desconto na TUSD de 100%, pode realizar um planejamento considerando um portfólio com estes fornecedores. O Cenário 05 foi executado considerando esta situação: um fornecedor de energia hidrelétrica, Fornecedor N.º 1, e dois fornecedores de energia eólica, Fornecedores N.º 3 e N.º 5. A Tabela 31 mostra um resultado com um comportamento idêntico ao apresentado na Tabela 26, mas dada a uma concessão maior no percentual de desconto nos encargos de transporte, a execução deste cenário obteve um custo esperado total menor do que o apresentado no Cenário 02.

Para avaliar a influência dos valores esperados para contabilização do consumidor no mercado de curto prazo, a Tabela 24 foi modificada. O PLD na nova tabela apresentará valores altos nos primeiros meses, será reduzido repentinamente no meio do período, iniciando novamente um crescimento moderado. A nova configuração é exibida na Tabela 32.

O Cenário 01 será novamente executado, agora sujeito aos novos valores PLD da Tabela 32. A Tabela 33 exibe o resultado com a compra de energia considerando apenas o fornecedor de energia hidrelétrica. Dada a nova configuração para os custos esperados no mercado de curto prazo, o modelo alocou as aquisições acima do previsto

Tabela 31: Cenário 05 - Compra de energia de três fornecedores de energia, um hidrelétrica e dois eólicos.

m	d_m (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	ue_m^* (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				CH_m	CE_m	T_m	S_m	CTE_m
1	30	0	27 (27,0)	0,00	3.091,02	592,96	15,55	3.699,53
2	50	0	45 (30,15)	0,00	5.151,70	988,27	17,81	6.157,78
3	40	0	36 (30,6)	0,00	4.121,36	790,62	10,47	4.922,45
4	60	42	12 (12,0)	2.828,38	1.373,79	2.792,43	51,03	7.045,63
5	80	72	0 (0,0)	4.848,66	0,00	4.335,24	60,81	9.244,71
6	70	77	0 (0,0)	5.185,37	0,00	3.793,33	-86,64	8.892,07
7	60	66	0 (0,0)	4.444,60	0,00	3.251,43	-173,12	7.522,91
8	40	44	0 (0,0)	2.963,07	0,00	2.167,62	-167,10	4.963,59
9	30	33	0 (0,0)	2.222,30	0,00	1.625,71	-191,20	3.656,81
10	70	77	0 (0,0)	5.185,37	0,00	3.793,33	-225,50	8.753,20
11	60	66	0 (0,0)	4.444,60	0,00	3.251,43	-148,39	7.547,64
12	80	73	0 (0,0)	4.916,00	0,00	4.335,24	80,65	9.331,89
Total	670	550	120	37.038,37	13.737,87	31.717,61	-755,63	81.738,23

Tabela 32: Valores previstos para mercado *spot* - configuração 2.

Valores Esperados no Mercado Spot				
m	$PSminp_m$	$PSminfp_m$	$PSmedp_m$ (R\$/MWh)	$PSmedfp_m$ (R\$/MWh)
1	0,45	0,45	92,07	89,61
2	0,65	0,65	118,07	116,66
3	0,34	0,34	134,16	132,10
4	0,46	0,46	139,17	137,78
5	0,68	0,68	118,34	116,68
6	0,75	0,75	72,98	71,62
7	0,56	0,56	12,91	12,91
8	0,51	0,51	15,15	13,82
9	0,87	0,87	30,95	27,24
10	0,68	0,68	22,67	21,47
11	0,71	0,71	34,60	32,34
12	0,78	0,78	69,01	67,70

para consumo, nos primeiros meses, já que existe uma possibilidade maior de liquidar o excedente de energia a um preço mais elevado. Pode ser observado que o custo total com as liquidações financeiras no mercado de curto prazo diminuiu com a nova configuração dos valores esperados para o PLD.

Uma nova execução do Cenário 02 foi realizada com a utilização da nova configuração do PLD. O resultado apresentado na Tabela 34, em comparação com o resultado apresentado na Tabela 26, onde foram utilizados os mesmos contratos para contratação de energia, demonstra como a exposição ao PLD pode modificar o custo total com o consumo de energia. Observe que o custo no Cenário 07 é menor, R\$ 82.229,69, contra R\$ 82.417,01 obtido no Cenário 02. Os custos com contratos e com encargos de transportes são iguais, mas no Cenário 07, o comprador tem um ganho maior no mercado de curto

Tabela 33: Cenário 06 - Compra de energia apenas de um fornecedor de energia hidrelétrica.

m	d_m (MW)	uc_m^* (MW)	Custos em Mil Reais - R\$			
			CH_m	T_m	S_m	CTE_m
1	30	33	2.222,30	1.625,71	-108,20	3.739,82
2	50	55	3.703,84	2.709,52	-149,19	6.264,17
3	40	44	2.963,07	2.167,62	-254,94	4.875,75
4	60	66	4.444,60	3.251,43	-326,17	7.369,86
5	80	88	5.926,14	4.335,24	-218,33	10.043,05
6	70	77	5.185,37	3.793,33	-91,65	8.887,06
7	60	54	3.636,50	3.251,43	24,88	6.912,80
8	40	36	2.424,33	2.167,62	19,94	4.611,89
9	30	27	1.818,25	1.625,71	7,85	3.451,81
10	70	63	4.242,58	3.793,33	35,28	8.071,19
11	60	54	3.636,50	3.251,43	41,33	6.929,26
12	80	73	4.916,00	4.335,24	76,24	9.327,48
Total	670	670	45.119,48	36.307,61	-942,95	80.484,14

prazo, - R\$ 942,95, contra -R\$ 755,63, obtido na execução do Cenário 02. A Figura 17 exhibe graficamente o comportamento dos custos com contratos, dos custos de transporte e dos custos de liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

Tabela 34: Cenário 07 - Compra de energia de dois fornecedores de energia, um hidrelétrico e um eólico.

m	d_m (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	ue_m^* (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				CH_m	CE_m	T_m	S_m	CTE_m
1	30.0	33.0	0.0	2.222,30	0,00	1.625,71	-108,20	3.739,82
2	50.0	55.0	0.0	3.703,84	0,00	2.709,52	-149,19	6.264,17
3	40.0	44.0	0.0	2.963,07	0,00	2.167,62	-254,94	4.875,75
4	60.0	66.0	0.0	4.444,60	0,00	3.251,43	-326,17	7.369,86
5	80.0	88.0	0.0	5.926,14	0,00	4.335,24	-218,33	10.043,05
6	70.0	77.0	0.0	5.185,37	0,00	3.793,33	-91,65	8.887,06
7	60.0	15.0	39.0	1.010,14	3.939,54	2.505,55	24,88	7.480,11
8	40.0	0.0	36.0	0,00	3.636,49	1.479,12	19,94	5.135,56
9	30.0	6.0	21.0	404,06	2.121,29	1.224,09	7,85	3.757,28
10	70.0	58.0	5.0	3.905,86	505,07	3.697,71	35,28	8.143,92
11	60.0	35.0	19.0	2.356,99	1.919,26	2.888,05	41,33	7.205,64
12	80.0	73.0	0.0	4.916,00	0,00	4.335,24	76,24	9.327,48
Total	670.0	550.0	120.0	37.038,38	12.121,65	34.012,61	-942,95	82.229,69

6.5 Considerações

A partir da análise dos resultados obtidos, conclui-se que o modelo se comportou de maneira consistente. A formulação de um portfólio de fornecimento de energia passa pela análise dos riscos que o comprador terá, frente a incerteza de seu consumo e a incerteza da valoração do PLD. O modelo, diante das combinações de contratos de

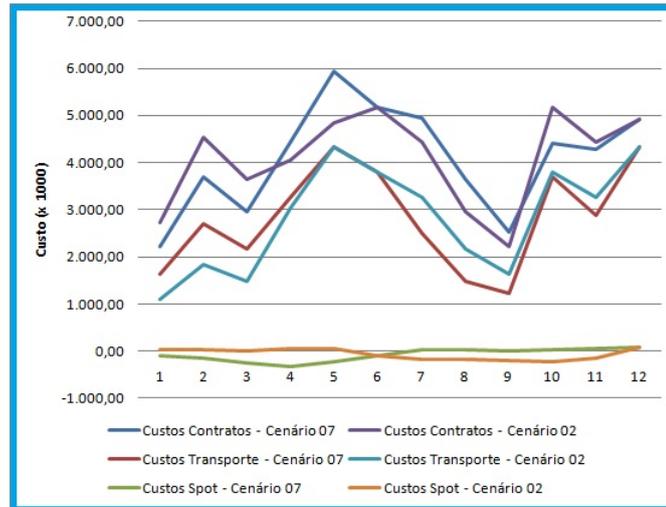


Figura 17: Gráfico de evolução de custos - cenário 02 x cenário 07.

fornecimento de energia e da demanda mensal do consumidor, se mostrou eficiente na alocação energia mensal com o objetivo de minimizar o custo esperado ao final do período de suprimento de energia.

Além disso, uma variável extra foi inserida no modelo, a exigência de contratação de energia proveniente de empreendimentos eólicos. A energia eólica é uma energia mais cara comparada a energia hidrelétrica, mas os fornecedores podem ser beneficiados com alguns incentivos financeiros, como desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, e este incentivo reflete positivamente no custo total do comprador na aquisição de energia incentivada.

Foram executadas simulações com portfólios de fornecedores com incentivos valorados com percentual de 50% e 100%. Os resultados se mostraram satisfatórios, o modelo para um conjunto de fornecedores de dois tipos de energia, hidrelétrica e eólica, realizou a alocação de energia necessária para o mês nos contratos que minimizaram o custo total esperado ao final do período de suprimento determinado.

Um aumento no custo com a compra de energia eólica é compensado com aplicação do marketing ambiental na instituição, mostrando seu investimento em energias limpas, o que reflete positivamente em diferencial competitivo do seu produto no mercado.

7 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho objetivou a construção de um modelo de Programação Dinâmica para determinar a contratação ótima de energia elétrica para suprimento da demanda de um consumidor livre em um determinado período. Foram abordados e inseridos no modelo os principais aspectos regulatórios e tarifários regidos pelo setor elétrico brasileiro, como contabilização dos contratos de energia no mercado de curto prazo e encargos incidentes sobre o consumo de energia. Sob a regulação do consumidor, foi utilizado o conceito de sazonalidade da demanda, fator determinante para os custos ao longo de um período de suprimento de energia.

A matriz geradora brasileira é formada em sua grande parte por usinas baseadas em geração hidráulica, no entanto outras fontes de geração de energia têm ganhado destaque, como as usinas eólicas, as usinas solares e usinas baseada em geração a partir de biomassa. Neste trabalho, foi dada abordagem especial para a energia eólica, devido ao aumento expressivo de parques geradores no Brasil e no mundo, e por representar um ícone da geração energética associada com um conceito de sustentabilidade ambiental.

A imensa preocupação mundial com o aquecimento global e grandes impactos ambientais impulsionaram a instalação de usinas eólicas por todo o mundo. Neste trabalho foram mostradas a evolução que esse tipo de geração está tendo ao longo dos anos, e a tendência para os próximos anos onde é esperado um grande aumento no número de parques em todo o mundo. O Brasil, juntamente com o Chile e México, será o responsável por alavancar o número de parques geradores na América Latina, aumentando em dez vezes, num período de cinco anos, a capacidade instalada atualmente.

O aumento no número de parques de geração eólica favorecerá ainda mais a inclusão desses fornecedores de energia no portfólio de suprimento dos consumidores. Com isso, uma empresa detentora de uma política de marketing ambiental poderá utilizar a opção de geração eólica para compor seu processo fabril ecologicamente correto, contribuindo para certificar seus produtos e serviços com o chamado *selo verde*. A energia eólica, conforme mostrado neste trabalho, ainda é uma energia cara comparada com a energia hidrelétrica, mas os benefícios de mercado com adoção de produtos verdes podem compensar o custo adicional oriundo da compra de energia de usinas eólicas.

Foi inserida no modelo uma restrição para impor que a contratação de energia ao longo do período deverá ter um montante de energia, definido pelo consumidor, proveniente de fornecedores de energia eólica. O modelo objetivou portanto alocar a demanda prevista mensal em contratos de fornecimento de energia de forma a minimizar o custo esperado ao final do período de suprimento.

Os resultados das execuções do modelo aplicadas sobre hipóteses de mercado, mostraram resultados convincentes. Foram executados cenários com compras de energia considerando cinco fornecedores distintos, sendo um fornecedor de energia hidrelétrica e os outros quatro de energia eólica. Os fornecedores de energia eólica poderiam ser contemplados com percentuais de desconto na tarifa de transporte de energia, fator que ocasiona redução de custo para o consumidor final.

A primeira execução foi realizada considerando apenas o fornecedor de energia hidrelétrica, com o objetivo de ser um parâmetro de comparação com execuções do modelo com a presença de fornecedores de energia eólica no portfólio de contratos. Os resultados obtidos com execuções do modelo com a presença de fornecedores de energia eólica mostraram um aumento no custo esperado, comparado com o custo esperado obtido na compra exclusivamente de energia hidrelétrica. No entanto, a análise não ficou limitada aos custos da execução, sob à justificativa de absorção do custo pelos benefícios esperados com a promoção do produto comercializado no mercado verde, foi explicado o comportamento do algoritmo ante as configurações de cenários impostas.

A análise comportamental do algoritmo em cada execução foi realizada com base nos passos do modelo implementado, e na comparação gráfica dos resultados obtidos nas execuções dos cenários. Foi constatado que a configuração esperada para o custo da energia no mercado de curto prazo, em conjunto com os encargos aplicáveis no consumo de energia e a oferta de energia disponível para contratação em cada mês, influenciaram diretamente a decisão de uma compra maior ou menor do que a demanda prevista para consumo para um determinado mês.

Esse comportamento é verificado com a análise das execuções dos três primeiros cenários, onde foram utilizadas seguintes configurações: apenas fornecedor hidrelétrico, um fornecedor hidrelétrico com um fornecedor eólico com percentual de 50% no desconto na TUSD com oferta constante ao longo do período, e um fornecedor hidrelétrico com fornecedor eólico com percentual de 50% no desconto na TUSD com oferta sazonalizada ao longo do período. A sazonalização da demanda variou, mês a mês, dadas configurações do portfólio de fornecimento do consumidor livre.

Os custos apresentados, quando utilizados contratos de energia eólica, ficaram mais próximos dos custos obtidos com contratação exclusiva de energia hidrelétrica, quando foram utilizados um portfólio com mais de um fornecedor de energia eólica, aboados com percentual de 100% no desconto da TUSD. O resultado é justificável, pois o modelo dispôs de maior oferta para avaliar as condições de contratações ante os custos com encargos e exposição ao mercado de curto prazo.

Dessa forma, o objetivo da dissertação foi atendido, fornecendo um modelo de Programação Dinâmica como ferramenta de apoio à formulação de contratos bilaterais

de compra de energia elétrica. Embora tenham sido utilizados dados hipotéticos, os resultados apresentados foram coerentes com a realidade do setor elétrico brasileiro, demonstrando a aplicabilidade do modelo construído para uma situação real de mercado.

Como sugestão de trabalhos futuros, relacionamos duas indicações. Primeiramente, modificar o modelo desenhado para uma nova restrição, valor disponível para contratação de energia eólica. O consumidor poderia determinar um valor que estaria disposto a gastar com energia eólica, e o modelo determinaria a alocação ótima de energia que deveria ser contratada de empreendimentos hidrelétricos e eólicos, este último montante limitado ao valor limite para gastos com esta fonte. E uma segunda opção, aplicar o modelo proposto neste trabalho numa situação real de mercado, comparando os resultados obtidos com as avaliações realizadas nos cenários executados.

A LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

O Ambiente de Contratação Regulada é caracterizado pela negociação de contratos de compra e venda de energia ser realizada através de Leilões de Compra e Venda de Energia Elétrica. Neste Apêndice será simulado um leilão de Energia Existente, com um exemplo retirado de (CCEE, 2011).

Os vencedores de cada leilão são determinados pelo critério de menor tarifa, conforme inciso VII, do artigo 20, do Decreto N.º 5.163 de 2004. Ou seja, os vencedores são aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por MWh, para atendimento da demanda prevista das distribuidoras.

Antes da simulação, serão enumeradas as principais regras aplicáveis num leilão.

- A CCEE divulga um edital de convocação para o leilão, contendo dentre outras informações, as regras que serão aplicadas durante sua execução;
- Os vendedores informam a CCEE suas ofertas de energia ou um *Produto*, termo mais utilizado nos editais dos leilões. Um Produto é a oferta de um vendedor caracterizada pelo submercado de fornecimento e prazo de duração do contrato;
- A CCEE agrupa os Produtos similares (nos critérios de submercado e duração de contrato) e formam um *Produto Agregado*. Por exemplo, no Leilão de Excedentes de 22 de maio de 2003, a CHESF e a ELETRONORTE tiveram seus Produtos transformados no Produto Agregado BA24NE. Cada Produto Agregado é ofertado em lotes ¹;
- Os geradores informam para cada Produto um *Preço Inicial - PI* e até cinco *Preços de Reserva - PR*. Preço de Reserva é o preço, para cada Produto, a partir do qual o vendedor reserva-se o direito de não vender uma determinada quantidade do Produto.
- A CCEE determina o *Preço Inicial* do Produto Agregado, que é a média ponderada dos Preços Iniciais informados pelos vendedores para cada Produto que compõe aquele Produto Agregado.
- A CCEE determina o tempo de duração do leilão, em horas, e divide o leilão em duas sessões ou duas etapas. Normalmente, a duração de um leilão corresponde a 6 horas.

¹Cada lote de energia tem correspondência com a unidade de MW médio, proporção estabelecida no edital de convocação do leilão. Os lotes de energia, negociados em MW médio, serão convertidos em MWh, para formar a energia contratada firmada nos contratos de compra e venda de energia elétrica

- A CCEE determina um *Tempo de Inatividade*, que é o tempo decorrido, em minutos, sem que nenhum lance seja submetido para um determinado Produto Agregado. Quando o Tempo de Inatividade é atingido, o preço do Produto Agregado é decrementado de acordo com o *Preço de Decremento* de cada etapa.
- A CCEE determina os *Preços de Decremento* em cada etapa segundo as seguintes fórmulas:

- **PD1** é preço de decremento na primeira etapa do leilão expresso em R\$/MWh, dado por:

$$PD1 = 2 \times PD2$$

- **PD2** é preço de decremento na segunda etapa do leilão expresso em R\$/MWh, dado por:

$$PD2 = \frac{\left(\frac{E}{(T1 \times 2) + T2}\right)}{\left(\frac{60}{TI}\right)},$$

onde:

$E = PI - PMAE_{min}$ é a diferença entre o preço inicial PI e o $PMAE_{min}$, em R\$/MWh;

$PMAE_{min}$ é o valor estabelecido através da Resolução ANEEL nº 377/2003;

PI é o preço inicial do produto agregado em R\$/MWh;

$T1$ é o Tempo correspondente à primeira etapa do leilão, em horas;

$T2$ é o Tempo correspondente à primeira etapa do leilão, em horas;

TI é o Tempo de inatividade, em minutos.

- O *Preço de Fechamento* do leilão para um determinado Produto Agregado, será o preço imediatamente superior ao *Preço Corrente*. Preço Corrente é o último *Preço de Lance* para o qual existem lances ativos. Preço de Lance é calculado pelo sistema gerenciador do leilão, para o qual um lance será aceito como válido;
- A CCEE determina quantidade mínima de lotes em cada lance, valor definido no edital do leilão;
- O leilão para um Produto Agregado será encerrado quando a quantidade demandada for maior ou igual a quantidade ofertada;
- No encerramento do leilão, haverá o rateio dos lotes negociados entre todos os vendedores e compradores participantes. O rateio deverá ser realizado em MW médio, e em geral, considera quatro casas decimais com o objetivo de garantir que a quantidade comprada seja rateada de forma mais igualitária possível entre os vendedores.

Para simulação será considerado um Produto Agregado X, formado por Produtos ofertados por cinco Vendedores, cujos preços iniciais e quantidade de lotes ofertados são mostrados na Tabela 35. A coluna 2 mostra a Quantidade Ofertada (QO) de lotes, a coluna 3 mostra o Preço Inicial (PI) de venda do lote, e a coluna 4, o Preço de Reserva (PR) para o Produto. Nesta simulação, será fornecido apenas um Preço de Reserva, e a partir do momento em que o Preço de Reserva do Produto for maior do que o Preço Corrente, toda a Quantidade Ofertada do Produto é retirada do lance ativo.

Produto Agregado X			
Vendedor	QO	PI (R\$/MWh)	PR (R\$/MWh)
V1	100	100	98
V2	200	101	97
V3	150	103	95
V4	300	102	99
V5	250	104	93
Preço Médio		102	-

Tabela 35: Oferta de produtos na simulação de leilão de energia excedente.

Para obtenção dos preços de decremento nas duas etapas do leilão, serão considerados os seguintes valores:

$$PMAE_{min} = 16,95 \text{ R\$/MWh},$$

$$T1 = 3 \text{ horas},$$

$$T2 = 3 \text{ horas},$$

$$TI = 5 \text{ minutos}, \text{ e}$$

$$E = 85,05 \text{ R\$/MWh}, \text{ logo:}$$

$$PD2 = 0,79 \text{ R\$/MWh}, \text{ e}$$

$$PD1 = 1,58 \text{ R\$/MWh}.$$

Dessa forma, nas primeiras 3 horas do leilão, o preço de decremento será igual a 1,58 R\$/MWh, e as últimas 3 horas, igual a 0,79 R\$/MWh. A Tabela 36 mostra a evolução dos lances do leilão, até o seu encerramento no lance N.º 4. A coluna 1, Lance, mostra a indexação de cada lance, a coluna 7 mostra a quantidade ofertada disponível (QO) em cada lance, a coluna 8 mostra o preço do lance (PL) ativo, a coluna 9 mostra a quantidade requisitada para o lance (QL), e a coluna 10 mostra a quantidade demandada total (QD) até o lance corrente.

Os passos a seguir explicam os detalhes de cada lance:

Lance	Vendedores					QO	PL	QL	QD	Saldo
	V1	V2	V3	V4	V5					
1	100	200	150	250	300	1000	102,00	200	200	800
2	100	200	150	250	300	1000	100,42	300	500	500
3	100	200	150	250	300	1000	98,84	200	700	300
4	0 (100)	200	150	250	300	900	97,26	250	950	-50

Tabela 36: Oferta de produtos na simulação de leilão de energia excedente.

- Na abertura do sistema, o preço inicial do produto agregado foi fixado em 102,00 R\$/MWh;
- Na primeira rodada de lances, os Compradores inseriram lances de compra que totalizaram 200 lotes, conforme coluna 9 da Tabela 36;
- Considerando que o tempo de inatividade foi atingido, o Preço de Lance é decrementado em R\$ 1,58, passando para 100,42 R\$/MWh;
- Na segunda rodada de lances, os Compradores inseriram lances que totalizaram 300 lotes, aumentando a quantidade demandada para 500 lotes, conforme coluna 10 da Tabela 36;
- Considerando que o tempo de inatividade foi atingido, o Preço de Lance é decrementado em R\$ 1,58, passando para 98,84 R\$/MWh;
- Na terceira rodada de lances, os Compradores inseriram lances que totalizaram 200 lotes, aumentando a quantidade demandada para 700 lotes;
- Considerando que o tempo de inatividade foi atingido, o Preço de Lance é decrementado em R\$ 1,58, passando para 97,26 R\$/MWh;
- Na quarta rodada de lances, a quantidade ofertada pelo vendedor V1 é retirada do leilão, dado que o preço de reserva, R\$ 98,00, definido na Tabela 35, foi superado pelo Preço de Lance;
- Na quarta rodada de lances, os Compradores inseriram lances que totalizaram 250 lotes, aumentando a quantidade demandada para 950 lotes;
- Nesse momento, o leilão é encerrado, pois a quantidade demandada superou a quantidade ofertada.
- O leilão é encerrado com a seguinte configuração:
 - O Preço de Fechamento é 98,84 R\$/MWh, pois é o preço imediatamente superior ao Preço Corrente de fechamento; e

- Como o Preço de Reserva do vendedor V1 é menor do que o Preço de Fechamento, sua quantidade ofertada fará parte do rateio final, com isso, a quantidade ofertada total será 1000 lotes.

Com o encerramento do leilão é necessária realização do rateio das ofertas do vendedores na proporção da quantidade total demanda, nesta simulação o percentual de 95% ($\frac{\text{quantidadeDemandadaTotal}}{\text{quantidadeOfertadaTotal}} = \frac{950}{1000} = 0,95$). O rateio da oferta do Produto Agregado X é mostrado na Tabela 37. Nesse leilão, foi considerado que cada lote é formado por 0,1 MW médio.

Vendedor	Quantidade (Lotes)	Quantidade (MW Médio)	Rateio
V1	100	10	9,50
V2	200	20	19,00
V3	150	15	14,25
V4	300	30	28,50
V5	250	25	23,75
Total	1000	100	95

Tabela 37: Rateio da oferta do Produto Agregado X

Será considerado que os 950 lotes demandados pelos Compradores durante a execução do leilão foram realizados pelos compradores relacionados na Tabela 38.

Comprador	Quantidade (Lotes)	Quantidade (MW Médio)
C1	150	15,00
C2	50	5,00
C3	300	30,00
C4	25	2,50
C5	175	17,50
C6	250	25,00

Tabela 38: Compradores participantes do leilão do Produto Agregado X

O rateio entre vendedores e compradores é realizado considerando a percentual de compra do comprador em relação a quantidade ofertada atual. Esse percentual será considerado para determinar a quantidade de energia que cada vendedor fornecerá para o comprador.

Oferta	Compradores						Quantidade Vendida
	C1	C2	C3	C4	C5	C6	
V1	1,500	0,500	3,000	0,250	1,750	2,500	9,500
V2	3,000	1,000	6,000	0,500	3,500	5,000	19,000
V3	2,250	0,750	4,500	0,375	2,625	3,750	14,250
V4	4,500	1,500	9,000	0,750	5,250	7,500	28,500
V5	3,750	1,250	7,500	0,625	4,375	6,250	23,750
Total Vendido	15,000	5,000	30,000	2,500	17,500	25,000	95,000

Tabela 39: Rateio do resultado do leilão entre compradores e vendedores.

Exemplificando, como a quantidade ofertada a 95 MW médios, e comprador C1 arrematando 15 MW médios, o percentual de compra desse comprador será de 15,78%. Logo, o comprador C1 comprará 15,78% da energia ofertada de cada um dos vendedores. O rateio entre todos os vendedores e compradores é mostrado na Tabela 39.

B MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

Os geradores hidráulicos são responsáveis pela geração de maior parte da energia elétrica no Brasil. Os parques hidrelétricos dependem da disponibilidade de água dos seus reservatórios, o que traz um risco para garantia energética de cada gerador.

Através do Decreto 2.655, de 02 de Julho de 1998, foi estabelecido o Mecanismo de Realocação de Energia. Este mecanismo em linhas gerais, tem a finalidade de realocar energia entre os agentes geradores do Sistema Hidrotérmico operado pelo ONS, de forma que as usinas atinjam seus níveis de garantia física, independentemente de seus níveis de produção real. Ou seja, o excedentes daqueles geradores que geraram além de sua garantia física, são transferidos para aqueles que geraram abaixo.

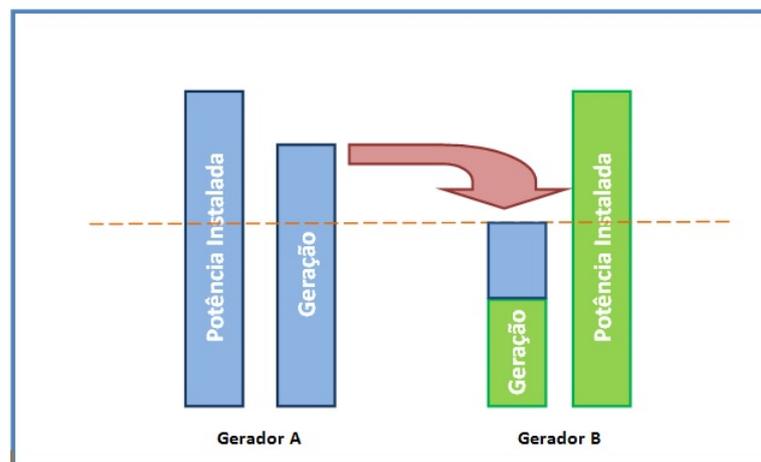


Figura 18: Mecanismos de realocação de energia

A figura 18 demonstra esta realocação entre geradores. O Gerador A, em um dado mês, gerou energia acima do patamar de sua garantia física. O Gerador B, gerou energia abaixo de seu patamar de garantia física, logo a energia excedente do Gerador A, pode ser alocada para o Gerador B, que ressarcirá o Gerador A a um preço fixo, denominado Tarifa de Energia de Otimização – TEO.

A TEO é destinada ao pagamento da compensação financeira referente energia trocada no Mecanismo de Realocação de Energia, e a à cobertura dos custos incrementais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas. A TEO, para 2011, foi pela diretoria da ANEEL em R\$ 8,99/MWh (CCEE, 2011).

C ALGORITMO DE COMBINAÇÃO DE CONTRATOS

Numa negociação de contratação de energia elétrica, um consumidor pode ter a oportunidade de negociar com vários fornecedores, acarretando na possibilidade de distribuição da demanda esperada para consumo entre esses fornecedores. No entanto, existem muitas possibilidades de alocação da demanda entre os contratos, e este apêndice foi elaborado para detalhar o algoritmo utilizado no modelo que listou as combinações possíveis de alocação da demanda.

O algoritmo foi desenvolvido utilizando a linguagem de programação JAVA, e a descrição obedecerá a mesma sintaxe definida pela linguagem.

```
public double obterDemandaDisponivelApartirDe(double contrato[], int i)
{
    double resultado = 0;
    for(int j=i; j < contrato.length; j++)
        resultado += contrato[j];
    return resultado;
}
```

```
public double obterOfertaDoContrato(int contractIndex, int month
, int contractType)
{
    if(contractType == ProblemWind.CONTRACT_HYDRELECTRIC)
        return ((Contract)this.contractsHidreletric.get(contractIndex))
            .obterOfertaDoMes(month);
    else
        return ((Contract)this.contractsWind.get(contractIndex))
            .obterOfertaDoMes(month);
}
```

```
public Vector obterCombinacaoContratos(double demanda, int estagio
, int tipoContrato)
{
    int index = 0;
    int cont;
    double auxiliar[];
    double vetor[];
    double contrato[];
    double contratodisponivel;
    int quantidadeContratos;

    Vector resultado = new Vector();
    String vetorFinal;
```

```

//tipo de contrato pode ser: HIDRELÉTRICA ou EÓLICA
quantidadeContratos = obterQuantidadeContratos(tipoContrato);

auxiliar = new double[quantidadeContratos];
vetor     = new double[quantidadeContratos];
contrato  = new double[quantidadeContratos];

for(index = 0; index < quantidadeContratos; index++)
    contrato[index] = obterOfertaDoContrato(index, estagio
        , tipoContrato);

index          = 0;
auxiliar[0]    = demanda;
vetor[index]   = Math.min(auxiliar[index], contrato[index]);

while( index >= 0)
{
    if(somar(vetor) == demanda)
    {
        vetorFinal = "";
        for(cont = 0; cont < vetor.length; cont++)
        {
            vetorFinal += vetor[cont] +
                (cont < vetor.length - 1 ? "," : "");
        }
        resultado.add(vetorFinal);

        if(vetor[index] > 0.0)
            vetor[index] = vetor[index] - 1.0;

        if(index < vetor.length - 1)
        {
            index++;
            auxiliar[index] = auxiliar[index - 1] - vetor[index - 1];
            vetor[index] = Math.min(auxiliar[index], contrato[index]);
        }
        else
        {
            vetor[index] = 0;
            index--;

            while(index >= 0 && vetor[index] == 0)
                index--;

            if(index >= 0)
                vetor[index] = vetor[index] > 0
                    ? vetor[index] - 1 : 0;
        }
    }
}

```

```
    }  
  }  
  else  
  {  
    contratodisponivel = obterDemandaDisponivelApartirDe(contrato,  
    index + 1);  
  
    if((auxiliar[index] - vetor[index]) <= contratodisponivel)  
    {  
      index++;  
      auxiliar[index] = auxiliar[index - 1] - vetor[index - 1];  
      vetor[index] = Math.min(auxiliar[index], contrato[index]);  
    }  
    else  
    {  
  
      vetor[index] = 0;  
      index--;  
  
      while(index >= 0 && vetor[index] == 0)  
        index--;  
  
      if(index >= 0)  
        vetor[index] = vetor[index] > 0  
        ? vetor[index] - 1 : 0;  
    }  
  }  
}  
  
return resultado;  
}
```

D IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO DE PROGRAMAÇÃO DINÂMICA

O modelo foi implementado na linguagem de programação JAVA e o algoritmo principal, implementado na função *solveProblemWindEnergy* está descrita neste Apêndice.

```

public static void solveProblemWindEnergy(ProblemWind model)
{
    double incrementFactor;
    double returnFunction;
    double optimalAmount;
    double hydroOptimalDecision;
    double windOptimalDecision;
    double wminm, wmaxm, wcm, weminm, wem,
    uemaxm, ueminm, uem, ucmaxm, ucminm, ucm;
    double dminm, dmaxm, wminm_1, wmaxm_1, dpm, dotm;
    double ME, MT, auxiliar;

    double costHydroelectric;
    double costWind;
    double costSpot;
    double totalCostHydroelectric;
    double totalCostWind;
    double totalCostSpot;

    int m, counter1, counter2;
    int quantityStages;
    int quantityContractsWind;
    int quantityContractsHidro;
    //objects
    StageWind stage, previousStage;
    DecimalFormat decimalFormat;
    Vector vectorWindContracts;
    Vector vectorHydroContracts;
    String windContractsZero = "";
    String hydroContractsZero = "";
    String hydroContracts;
    String windContracts;
    String optimalContractsHidro = "";
    String optimalContractsWind = "";

    quantityStages          = model.getQuantityStages();
    MT = model.getEnergyDemmand();
    ME = model.getWindEnergyDemmand();
    quantityContractsWind   = model.
    obterQuantidadeContratos(ProblemWind.CONTRACT_WIND);
    quantityContractsHidro  = model.
    obterQuantidadeContratos(ProblemWind.CONTRACT_HYDRELECTRIC);
    hydroOptimalDecision    = 0.0;
    windOptimalDecision     = 0.0;
    costHydroelectric       = 0.0;
    costWind                 = 0.0;
    costSpot                 = 0.0;
    totalCostHydroelectric  = 0.0;
    totalCostSpot           = 0.0;

```



```

for(counter1 = 0; counter1 < vectorHydroContracts.size(); counter1++){
    for(counter2 = 0; counter2 < vectorWindContracts.size(); counter2++){
        hydroContracts = (String)vectorHydroContracts.get(counter1);
        windContracts = (String)vectorWindContracts.get(counter2);

        returnFunction = model.solveFunctionContract(hydroContracts,
            windContracts, dpm, m);

        if(previousStage != null)
        {
            auxiliar = wcm - ucm;

            if(auxiliar >= wcmminm_1 && auxiliar <= wcmmaxm_1)
                returnFunction += previousStage.
                    getOptimalValue(auxiliar, wem - uem);

        }

        if(returnFunction < optimalAmount)
        {
            optimalAmount = returnFunction;
            windOptimalDecision = uem;
            hydroOptimalDecision = ucm - uem;
            optimalContractsHidro = hydroContracts;
            optimalContractsWind = windContracts;
        }
    }
}

stage.setOptimalValue(wcm, wem, optimalAmount);
stage.setDecision(wcm, wem, hydroOptimalDecision, windOptimalDecision);
stage.setContract(wcm, wem, optimalContractsHidro, optimalContractsWind);
}
}
}

for(m = 0; m < quantityStages; m++)
{
    stage = (StageWind)model.getStageAt(m);

    hydroOptimalDecision = stage.getDecisionValueHE(MT, ME);
    windOptimalDecision = stage.getDecisionValueEE(MT, ME);
    hydroContracts = stage.getOptimalContractHE(MT, ME);
    windContracts = stage.getOptimalContractEE(MT, ME);
    dpm = stage.getDemand();

    //tratar politica ótima aqui

    MT = MT - hydroOptimalDecision - windOptimalDecision;
    ME = ME - windOptimalDecision;

}
}

```

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL. Energia eólica. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. 2010.
- BELLMAN, Richard. *Dynamic Programming*. [S.l.]: Princeton, 1957.
- BERTSEKAS, Dimitri P. *Dynamic Programming and Optimal Control*. Terceira. [S.l.]: Athena Scientific, 2005.
- CCEE. 2011. [Http://www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.
- CHAVES, Cristiane Padilha. *Inserção dos Consumidores Livres no Setor Elétrico Brasileiro: Desafios e Oportunidades*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.
- CLÍMACO, Fernando Gomes. *Gestão de Consumidores Livres de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2010.
- DALMOLIN, Bruno. *A Comercialização de Energia no Novo Setor Elétrico Brasileiro*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2001.
- DIAS, Reinaldo. *Marketing Ambiental – Ética, Responsabilidade Social e Competitividade nos Negócios*. [S.l.]: Atlas S.A., 2008.
- EPE. Primeiro leilão de energia eólica do país viabiliza a construção de 1.805,7 mw. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. 2009.
- FERNANDEZ, Marcelo Richter. *Contratação Ótima para Comercialização de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2010.
- FLOREZI, Guilherme. *Consumidores Livres de Energia Elétrica - Uma Visão Prática*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2009.
- GREENPEACE. *Mudanças do Clima, Mudanças de Vida – Como o Aquecimento Global já Afeta o Brasil*. 2011. [Www.greenpeace.org.br/clima](http://www.greenpeace.org.br/clima). Greenpeace Brasil.
- GWEC. *Annual Market Update 2010 - Global Wind Report*. [S.l.], 2010.
- JIMENEZ, Carla; CILO, Hugo; SPAGNUOLO, Sergio. *Os Senhores dos Ventos*. maio 2011. Isto É Dinheiro. Edição 710.
- JÚNIOR, Amaro Olímpio Pereira. *Modelagem da Operação Ótima da Indústria de Energia Elétrica do Brasil*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2000.
- LANDI, Mônica. *A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Transição Incompleta*. [S.l.], 2002.
- LEW, Art; MAUCH, Holger. *Dynamic Programming, A Computation*. [S.l.]: Springer, 2006.

MEDEIROS, Carolina. *Eólicas: a vez do mercado livre*. maio 2011. Reportagem Especial. Agência Canal Energia.

MME. *PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*. 2011. [Http://www.mme.gov.br/programas/proinfa](http://www.mme.gov.br/programas/proinfa). Ministério de Minas e Energia.

OLIVEIRA, Cristiane Vilela Resende de. *Programação Dinâmica Probabilística Aplicada ao Mercado de Opções de Compra de Ações para Tomada de Decisão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, 2009.

PESSANHA, José Francisco Moreira; FARIA, Andréa Vaospasse Cocco; FERREIRA, Vitor Manuel Fragoso. Análise estatística de registros anemométricos e seleção de turbinas eólica: Um estudo de caso. *XLII SBPO*, 2008. Bento Gonçalves-RS, 30/08 à 03/09.

SÁNCHEZ, Juan Carlos Mateus. *Estudo da Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Sistemas Predominantemente Hidráulicos*. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, nov. 2008.

TAKAHASHI, Letícia. *Precificação de Contratos Flexíveis de Energia Elétrica: Contrato-a-termo e Opção*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2008.