

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**IMPACTO DE CENTRAIS EÓLICAS
NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Marcio Henrique Lima Nascimento

Itajubá, Março de 2005.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

IMPACTO DE CENTRAIS EÓLICAS
NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada à
Universidade Federal de Itajubá
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em
Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
José Wanderley Marangon Lima

Marcio Henrique Lima Nascimento

Itajubá, Março de 2005.

@2005 Marcio Henrique Lima Nascimento

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Jacqueline Rodrigues de Oliveira Balducci – CRB_6/1698

N244i

Nascimento, Marcio Henrique Lima.

Impacto de Centrais Eólicas no Mercado de Energia Elétrica /
por Marcio Henrique Lima Nascimento -- Itajubá (MG) : [s.n.], 2005.
123 p. il.

Orientador : Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá –
Departamento de Elétrica.

1. Centrais Eólicas. 2. Sistema Elétrico. 3. Inserção Eólica.
4. Decomposição de Benders. I. Lima, José Wanderley Marangon,
orient. II. Universidade Federal de Itajubá . III. Título.

CDU 621.548 (043)

O pessimista se queixa do vento, o otimista espera que
ele mude e o realista ajusta as velas.

Willian George War

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Carlos e Ana Luiza Nascimento que me deram não só todo apoio, mas como também me forneceram a oportunidade de continuar minha jornada. Agradeço muito aos dois pela paciência e pela confiança que sempre depositaram em mim. Grande parte do meu esforço para completar este trabalho é dedicado a vocês.

Ao meu irmão e amigo Carlos Jr., pelas constantes conversas e orientações ao longo de todo o período de preparação deste documento, fornecendo material bibliográfico importante e transmitindo parte de sua grande experiência profissional.

Ao meu orientador e amigo Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima que se mostrou um grande mestre até mesmo nos pequenos detalhes, pela sua força, ânimo e orientações valiosas e sempre sinceras.

À Eng.º Ivana Campos Honório pela grande ajuda fornecendo dados e simulações do subsistema nordeste que foram de suma importância para os capítulos finais desta dissertação.

Aos amigos, tios e primos que contribuíram direta ou indiretamente para a elaboração deste documento, pelo seu carinho e pelo seu amor.

Índice Analítico

Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Objetivo.....	1
1.2 Estrutura da Dissertação	1
Capítulo 2 – Considerações Iniciais	3
2.1 O Sistema Elétrico	3
2.1.1 O Sistema de Geração Hidrotérmico	3
2.1.2 Os Sistemas de Geração Eólica.....	5
2.2 Impactos Ambientais de Fontes Tradicionais de Energia.....	8
2.2.1 Energia Térmica – Carvão Mineral.....	8
2.2.2 Energia Térmica – Petróleo e Gás Natural.....	9
2.2.3 Energia Nuclear	9
2.2.4 Energia Hidráulica.....	10
2.2.5 Energia como um Recurso Renovável.....	10
2.3 Conclusões e Recomendações.....	12
Capítulo 3 – Planejamento e Operação do Sistema Elétrico Brasileiro	13
3.1 Introdução.....	13
3.2 O Sistema Interligado Nacional (SIN).....	14
3.2.1 A coordenação do SIN.....	16
3.3 O Setor Elétrico Brasileiro.....	17
3.3.1 O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro	19
3.4 Planejamento e Programação do Sistema Eletroenergético.....	21
3.4.1 Planejamento da Operação Elétrica.....	23
3.4.1.1 Encadeamento dos estudos de planejamento elétrico.....	25
3.4.2 Custo Marginal de Operação	26
3.4.3 Planejamento da Operação Energética	27
3.4.3.1 Planejamento Anual da Operação Energética	28
3.5 Modelos Computacionais Utilizados.....	29
3.6 A curva de Aversão ao Risco.....	30
3.7 Conclusão	32

Capítulo 4 – Otimização e o Sistema Hidrotérmico Brasileiro.....	33
4.1 Introdução.....	33
4.2 Formulação do Despacho Hidrotérmico.....	34
4.3 Programação Dinâmica Tradicional.....	35
4.3.1 O Problema da Dimensionalidade em Programação Dinâmica.....	38
4.4 Programação Dinâmica Determinística.....	38
4.5 Decomposição de Benders.....	39
4.5.1 Solução didática em um problema de dois estágios.....	43
4.5.2 Extensão para um problema de múltiplos estágios.....	53
4.6 Conclusão.....	55
Capítulo 5 – Aspectos da Geração Eólica.....	56
5.1 Introdução.....	56
5.2 O Regime dos Ventos.....	57
5.3 Os Ventos: Mecanismos e Origem.....	57
5.3.1 Brisas, Vales e Montanhas.....	59
5.4 Fatores que influenciam no regime dos ventos.....	60
5.4.1 Perfil Vertical dos Ventos (Variação com a altura).....	61
5.4.2 Mudanças na Rugosidade.....	63
5.4.3 Mudanças de direção.....	64
5.5 Mecanismos de Captação da Energia Eólica.....	65
5.5.1 Tipos de Rotores Eólicos.....	66
5.5.2 Tipos de Controle de Potência em Rotores Eólicos.....	67
5.5.2.1 Controle por Pitch.....	68
5.5.2.2 Controle por Stall.....	68
5.5.2.3 Controle por Stall Ativo (active stall).....	68
5.5.2.4 Outros métodos de Controle.....	69
5.6 Partes Componentes de um Sistema Eólico.....	70
5.7 Conversão da Energia dos Ventos.....	72
5.7.1 Potencia disponível nos ventos.....	72
5.7.2 Lei de Betz.....	73

5.8 Representação Estatística do Regime dos Ventos.....	77
5.8.1 A Distribuição de Weibull.....	77
5.8.1.1 Estimação dos Parâmetros c e k da Distribuição de Weibull.....	80
5.8.2 Distribuição de Rayleigh.....	81
5.8.3 Dia Representativo	82
5.8.4 Cálculo da Energia Gerada por um Sistema Eólico	83
5.9 Mapa do Potencial Eólico Estimado.....	85
5.9.1 O Sistema MesoMap.....	86
5.9.2 Potencial Eólico Brasileiro Estimado	87
5.10 Conclusão.....	89
Capítulo 6 – Inserção Eólica no Atual Modelo de Otimização.....	90
6.1 Introdução.....	90
6.2 Coordenação Hidrotérmica com Fontes Eólicas	92
6.2.1 Análise de Cluster em Séries Hidrológicas.....	93
6.3 Estimação da Geração Eólica Mensal.....	98
6.4 Estimação dos Patamares de Carga.....	98
6.5 Simulação do sistema Hidrotérmico-Eólico na Região Nordeste.....	100
6.6 Resultados das Simulações.....	102
6.7 Conclusão	103
Capítulo 7 – Conclusões	105
7.1 Retrospectiva	105
7.2 Principais Contribuições	106
7.3 Trabalhos Futuros.....	106

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Representação de um sistema Hidrotérmico.	3
Figura 2.2 – Principais Bacias Hidrográficas e Potencial Hidroelétrico [A2004].....	4
Figura 2.3 – Diagrama de um Parque Eólico.....	7
Figura 3.1 – Grau de detalhes no Planejamento da Operação.	14
Figura 3.2 – Áreas interligadas do SIN.	14
Figura 3.3 – Integração Hidráulica: Bacias e Regiões Sul/Sudeste.....	16
Figura 3.4 – Integração Hidráulica: Bacias e Regiões Sudeste/Norte-Nordeste.	17
Figura 3.5 – Visão geral do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico.....	19
Figura 3.6 – Órgãos que executam as atividades de Planejamento.....	21
Figura 3.7 – Período de estudos para o Planejamento da Operação.....	25
Figura 3.8 – Custo marginal em um sistema em barra única.	26
Figura 3.10 – Representação Determinística do Processo.	30
Figura 3.11 – Curvas de aversão ao risco.	31
Figura 4.1 – Forma típica da função de custo futuro para o caso de uma variável.....	37
Figura 4.2 – Construção geométrica da função de custo futuro.	42
Figura 4.3 – Exemplo didático.	43
Figura 4.4 – Cortes de Benders utilizados na 4ª Iteração.....	52
Figura 5.1 – Modelo de circulação global de seis células.....	58
Figura 5.2 – Período Diurno (1) e Período Noturno (2).....	59
Figura 5.3 – Período Diurno (1) e Período Noturno (2).....	60
Figura 5.4 – Comprimentos de Rugosidade.....	64
Figura 5.5 – Rosa dos Ventos.	64
Figura 5.6 – Regime Turbulento (Wake Effect).	65
Figura 5.7 – Mecanismos de Captação da Energia Eólica.	66
Figura 5.8 – Tipos de Rotores Eólicos.	67
Figura 5.9 – Curva de Potência para diferentes tipos de controle de potência.....	69
Figura 5.10 – Partes componentes - Aerogerador Vestas V.80 2MW.	70
Figura 5.11 – Aerogeradores com e sem caixa de transmissão.	71
Figura 5.12 – Enercon Modelo E-40 600 [kW].	71
Figura 5.13 – Fluxo de ar perpendicular a uma seção circular.	72
Figura 5.14 – Deflexionamento de massas de ar pelo rotor eólico.	73
Figura 5.15 – Fluxo de ar através de um disco (atuador).	74

Figura 5.16 – Distribuições de Weibull para vários valores de k com c igual a 1.....	78
Figura 5.17 – Funções densidade de probabilidade de Rayleigh.....	82
Figura 5.18 – Exemplo de Dia Representativo médio do mês.....	83
Figura 5.19 – Curva de Potência de um aerogerador.....	84
Figura 5.20 – Energia Gerada por um Sistema Eólico.	85
Figura 5.21 – Potencial eólico estimado por região.	87
Figura 5.22 – Distribuição geral dos ventos.....	88
Figura 6.1 – Hidroelétricas no Rio São Francisco.....	90
Figura 6.2 – Bacia do Rio São Francisco.	91
Figura 6.3 – Semelhança mensal de vazões no Rio São Francisco.	94
Figura 6.4 – Vazões médias mensais de cada cluster.	95
Figura 6.5 – Coeficientes de correlação entre a energia eólica gerada e os clusters.	96
Figura 6.6 – Correlação entre o vento e os subsistemas.	97
Figura 6.7 – Comparação entre perfis de geração (Taíba x Caucaia).	98
Figura 6.8 – Seqüência temporal utilizada na simulação.	99
Figura 6.9 – Equivalente de 6 barras do Subsistema Nordeste.....	100
Figura 6.10 – Fluxograma do processo de Otimização.....	101
Figura 6.11 – Custo marginal de operação no nordeste.....	102
Figura 6.12 – Ganho no volume de água armazenada.	103

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Potência Instalada por Usinas.	15
Tabela 3.2 – Extensão da rede de transmissão do SIN.	15
Tabela 3.3 – Mudanças nas atribuições dos agentes institucionais do setor elétrico.	20
Tabela 3.4 – Módulo dos Procedimentos de Rede.	22
Tabela 3.5 – Solução do problema da Figura 3.8	27
Tabela 4.1 – Convergência do processo iterativo da PDD.....	52
Tabela 5.1 – Fator n para diferentes tipos de superfície.	62
Tabela 6.1 – Clusters Representativos das Séries Históricas.	94
Tabela 6.2 – Séries em cada cluster.	95
Tabela 6.3 – Dados utilizados na simulação para estimação da carga (Ano 2004).....	99

RESUMO

O constante crescimento da demanda de energia elétrica, principalmente nos países em desenvolvimento exige investimentos em geração, transmissão e distribuição. A recente reestruturação do setor promovida em diversos países teve como marco principal a introdução da competição e concomitantemente a atração de capital privado para fomentar os investimentos necessários. No caso brasileiro, há uma tendência em expandir ainda mais o parque hidráulico em função dos custos associados deixando para um segundo momento outras fontes de energia incluindo a geração térmica. Apesar dessa tendência, abriu-se um espaço para as fontes não convencionais ou alternativas através da criação do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), instituído pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei n.º 10.762, de 11 de novembro de 2003, incentivando a instalação dentre outras, dos sistemas de geração eólica, que se encontram em estágio tecnológico bastante avançado em outros países.

Dado o potencial eólico avaliado para a região nordeste brasileira e os incentivos gerados pelo PROINFA, estima-se uma rápida evolução de parques eólicos no sistema elétrico brasileiro. Por ser um sistema eminentemente hidráulico e possuir ferramentas de despacho ótimo centralizado, este trabalho apresenta uma metodologia para incorporar estes parques nos programas computacionais existentes no setor. Como no mercado de energia elétrica brasileiro o preço “spot” é definido como o custo marginal de operação e este é obtido através de ferramentas de otimização existentes, este trabalho propõe uma primeira abordagem para avaliar o impacto de parques eólicos neste mercado.

Uma análise das correlações entre as séries hidrológicas e as séries de vento é desenvolvida e aplicada a um programa de otimização utilizando técnica de decomposição de Benders para a definição dos despachos de centrais hidráulicas e térmicas. Neste programa, desenvolvido em Matlab, é feita a inserção da geração eólica no processo de otimização, e assim, calculados os preços “spot” do mercado da região nordeste. Os resultados mostram que a inserção da geração eólica para esta região apresenta ganhos energéticos consideráveis influenciando os preços da energia. Ainda, neste programa, são aplicadas as técnicas de “cluster” nas séries hidrológicas de forma agrupar e analisar comportamentos diferentes da hidrologia.

ABSTRACT

The significant growth of electricity load mainly at developing countries demands investments in generation, transmission and distribution. The recent reorganization of the electrical sector promoted in diverse countries had as main landmark the introduction of the competition and in parallel the attraction of private capital to foment the necessary investments. In the Brazilian case, it has a trend to expand more the hydro potential because of the inherent costs, leaving for a second moment other power plants including the thermal generation. Despite this trend, an opportunity was open for alternative sources through the creation of the PROINFA (Program of Incentive to Alternative Sources of Electric Energy), instituted by the Law n.º 10,438, of April, 26 of 2002 and revised by the Law n.º 10,762, of November, 11 of 2003, stimulating the installation amongst others, of wind generation, that are well developed in many countries.

Given the evaluated wind potential in the Brazilian northeastern region and the incentives created by the PROINFA program, it is foreseeing a rapid growth of wind power generation in the Brazilian electrical system. As the hydraulic generation represents the predominant power source in the Brazilian electrical system and the operation of them is performed by a centralized optimum dispatch, this work presents a methodology to incorporate these wind farms in the existing optimization computational programs. Moreover, given that, in the Brazilian energy market, the "spot" price is defined as the marginal cost of operation and it is obtained by such programs, this work also analyze the impact of such farms on the electricity market prices.

An analysis of the correlations between the hydrological series and wind series is developed and applied to optimization software using of Benders' decomposition technique for the definition of the hydrothermal dispatch. In this software, developed in Matlab, an insertion of wind power generation is considered in optimization process and the "spot" prices are calculated for the northeastern region electricity market. The results show that the insertion of the wind generation for this region presents considerable energy payoffs which influence the energy prices. Still, in this software, "cluster" techniques are used for the hydrological series in order to group and to analyze different hydrological behaviors.

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Objetivo

O constante crescimento da demanda de energia elétrica, principalmente nos países em desenvolvimento exige investimentos em geração, transmissão e distribuição. A recente reestruturação do setor promovida em diversos países teve como marco principal a introdução da competição e concomitantemente a atração de capital privado para fomentar os investimentos necessários. No caso brasileiro, há uma tendência em expandir ainda mais o parque hidráulico em função dos custos associados deixando para um segundo momento outras fontes de energia incluindo a geração térmica. Apesar dessa tendência, abriu-se um espaço para as fontes não convencionais ou alternativas através da criação do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), instituído pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei n.º 10.762, de 11 de novembro de 2003, incentivando a instalação dentre outras, dos sistemas de geração eólica, que se encontram em estágio tecnológico bastante avançado em outros países.

Dado o potencial eólico avaliado para a região nordeste brasileira e os incentivos gerados pelo PROINFA, estima-se uma rápida evolução de parques eólicos no sistema elétrico brasileiro. Por ser um sistema eminentemente hidráulico e possuir ferramentas de despacho ótimo centralizado, este trabalho apresenta uma metodologia para incorporar estes parques nos programas computacionais existentes no setor. Como no mercado de energia elétrica brasileiro o preço “spot” é definido como o custo marginal de operação e este é obtido através de ferramentas de otimização existentes, este trabalho propõe uma primeira abordagem para avaliar o impacto de parques eólicos neste mercado.

Uma análise das correlações entre as séries hidrológicas e as séries de vento é desenvolvida e aplicada a um programa de otimização utilizando técnica de decomposição de Benders para a definição dos despachos de centrais hidráulicas e térmicas. Neste programa, desenvolvido em Matlab [M2004], é feita a inserção da geração eólica no processo de otimização, e assim, calculados os preços “spot” do mercado da região nordeste. Os resultados mostram que a inserção da geração eólica para esta região apresenta ganhos energéticos consideráveis, influenciando os preços da energia. Ainda, neste programa, são aplicadas as técnicas de “cluster” nas séries hidrológicas, de forma a agrupar e analisar comportamentos diferentes da hidrologia.

1.2 Estrutura da Dissertação

A seguir é apresentado, de forma sucinta, o conteúdo de cada capítulo desta dissertação:

O **Capítulo 2** apresenta algumas características do sistema elétrico brasileiro e a forma como são feitas as análises para a coordenação do sistema. São apresentadas, também, as características de cada fonte energética e o ambiente em que ela está inserida.

O **Capítulo 3** inicia apresentando o Sistema Interligado Nacional (SIN) e suas peculiaridades. Em seguida, são descritos os órgãos responsáveis pelas áreas de fiscalização, regulamentação e operação do novo modelo de funcionamento do setor elétrico brasileiro, assim como os procedimentos utilizados no planejamento da operação do sistema interligado. Ainda, apresentam-se as ferramentas computacionais utilizadas no setor e suas metodologias de cálculo tanto para as operações de curto e médio prazo quanto as suas utilizações na criação de cenários.

O **Capítulo 4** inicia apresentando a formulação do despacho hidrotérmico e sua representação utilizando programação dinâmica. Em seguida, discorre-se sobre o problema de dimensionalidade do sistema hidrotérmico brasileiro e da ferramenta de decomposição utilizada para a sua simulação temporal. Ainda, é mostrado um exemplo didático para melhor compreensão do processo.

O **Capítulo 5** mostra conceitos importantes para o entendimento da geração eólica: o regime dos ventos, as partes componentes de um sistema eólico, seu funcionamento e suas limitações, de modo a se entender de que forma os ventos são aproveitados como fonte de energia elétrica. Em seguida, são mostrados os tratamentos estatísticos utilizados para o estudo do aproveitamento dos ventos e os cálculos de energia gerada. Por último, é apresentado o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

O **Capítulo 6** descreve a inserção da energia eólica no modelo de otimização descrito no capítulo 4 e a operação deste novo sistema com inserção eólica no subsistema nordeste brasileiro. Através de rotinas computacionais de otimização e análise de cluster utilizando o software Matlab [M2004], este sistema pôde ser simulado, avaliando assim, o impacto da geração eólica na operação do sistema. Este capítulo mostra e analisa os resultados das simulações.

O **Capítulo 7** descreve, finalmente, as principais considerações, conclusões e constatações oriundas do trabalho. Ainda, faz-se um comentário sobre investigações futuras que poderão ser feitas sobre o tema deste trabalho.

Capítulo 2

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

2.1 O Sistema Elétrico

A adequada operação dos sistemas elétricos de potência de um país tem impacto direto nas principais atividades econômicas e sociais. Com a finalidade de contribuir para uma operação eficiente, inúmeros trabalhos no desenvolvimento de modelos e metodologias computacionais vêm sendo discutidos. Estes modelos e metodologias buscam preservar a continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica e paralelamente garantir a operação de todo o sistema geração-transmissão no mínimo custo, de forma econômica e confiável. Mesmo com a reestruturação do setor elétrico desenvolvida com o propósito de incorporar mecanismos de mercado, não foi afetada a centralização da operação e do despacho de centrais geradoras que já existia no modelo brasileiro.

O constante crescimento da demanda exige uma expansão do sistema elétrico através da instalação de novas fontes geradoras e interligações entre as partes do sistema. Estas interligações visam obter níveis maiores de confiabilidade garantindo uma melhor continuidade do serviço de fornecimento além de possibilitar transferências de blocos de energia entre regiões. Entretanto, juntamente com o aumento de interligações, o grau de complexidade também aumenta, tornando o gerenciamento da operação uma tarefa difícil de executar. O desenvolvimento de novas ferramentas computacionais e algoritmos matemáticos que facilitam a tomada de decisões também se tornam tanto mais complexos quanto maior é o número de usinas hidroelétricas, como é o caso do sistema brasileiro.

2.1.1 O Sistema de Geração Hidrotérmico

Um sistema de geração hidrotérmico é composto por duas formas de produção de energia elétrica: Geração Hidráulica e Geração Térmica (Carvão, Gás Natural, Diesel, Nuclear, etc.) ligadas aos centros de consumo através de linhas de transmissão (Figura 2.1). A geração hidráulica, no caso Brasileiro [A2004], se compõe de múltiplos reservatórios interligados e situados em oito principais bacias hidrográficas (Figura 2.2).

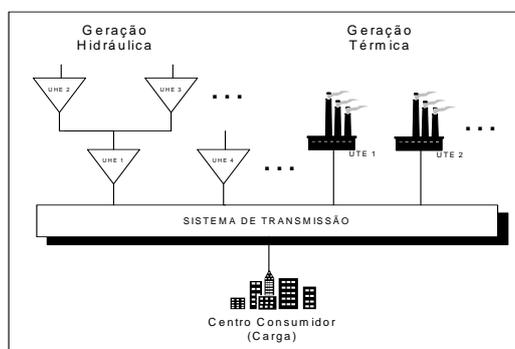


Figura 2.1 – Representação de um sistema Hidrotérmico.

Considerações Iniciais

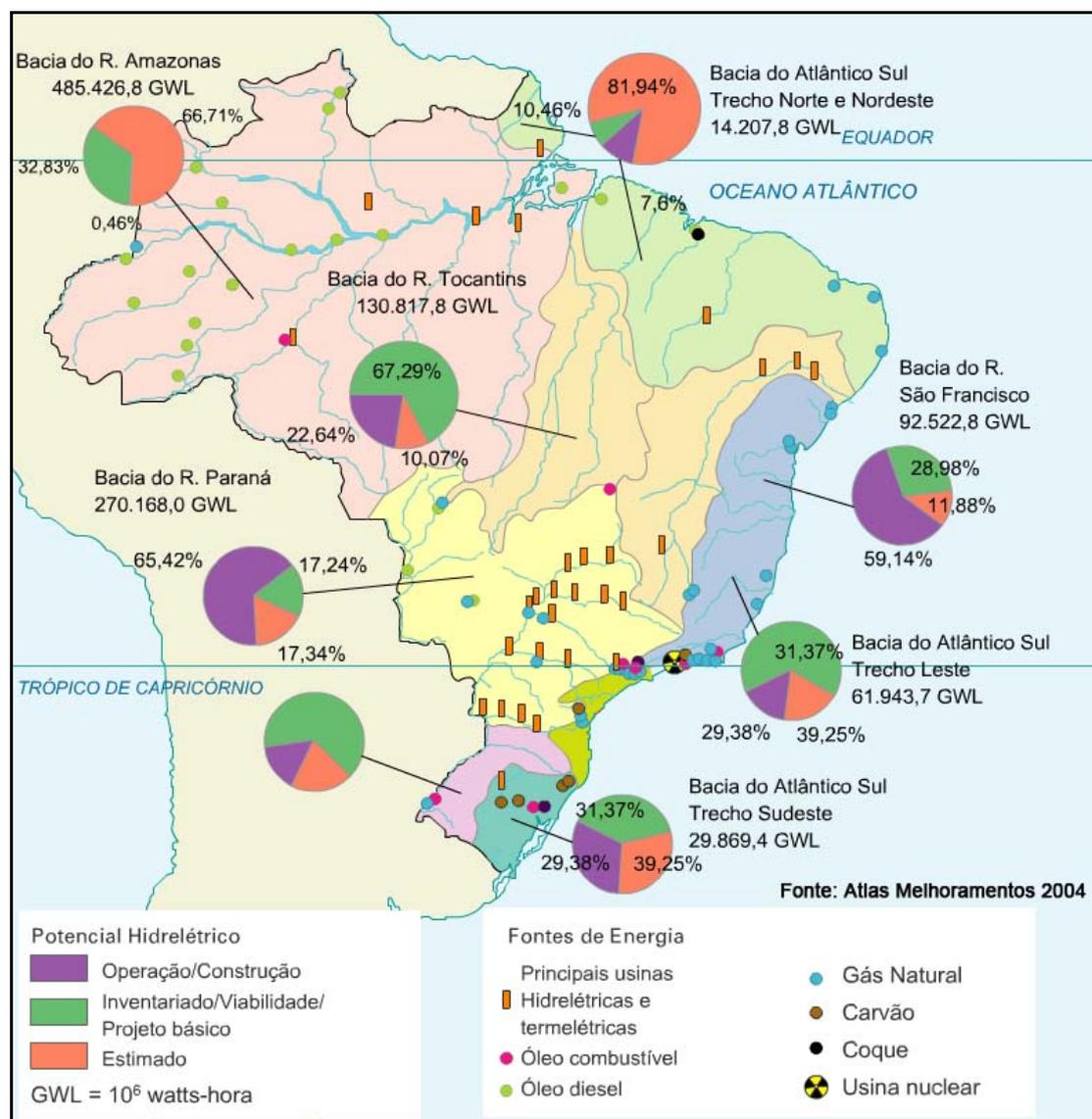


Figura 2.2 – Principais Bacias Hidrográficas e Potencial Hidroelétrico (Fonte: A2004).

A disponibilidade de quantidades limitadas de energia hidráulica em forma de água armazenada nos reservatórios de cada usina, faz com que a operação ótima de sistemas hidrotérmicos se torne um problema muito complexo. A decisão de usar mais ou menos água para geração afeta o volume de água armazenada nas usinas diretamente a jusante desta, alterando seqüencialmente as decisões de operação para o resto do sistema em cada instante. Em outras palavras, se for utilizada toda energia hidráulica disponível e acumulada em forma de água nos reservatórios, e no futuro aconteça um período de pequenas aflúências nos rios, pode ser necessário utilizar cada vez mais da geração térmica, que possui um alto custo de operação, ou eventualmente ter que se recorrer a um racionamento, aumentando assim, o custo de operação de todo o sistema.

Por outro lado, se os reservatórios forem mantidos cheios de água, utilizando para isso a geração térmica para satisfazer a demanda e no futuro aconteça um período de grandes aflúências nos rios, seria necessário verter o recurso hidráulico, o que significaria um

gasto de energia desnecessário e novamente representando um alto custo de operação do sistema.

Apesar da geração de uma usina hidroelétrica não representar um gasto monetário direto, a água possui um valor econômico. O valor da água utilizada em um instante qualquer corresponde ao custo de combustível de geração térmica evitada neste mesmo instante, ou no futuro. Existe, portanto, uma operação ótima que consiste em usar uma parte do volume de água disponível para geração em cada período (dia, semana ou mês) de forma a reduzir o uso da geração térmica, e conseqüentemente, o custo de operação do sistema dentro do período escolhido.

Devido ao comportamento hidrológico é possível, através da análise estatística de séries históricas de vazões, fazer previsões a respeito das futuras seqüências de aflúências nos rios. Pode-se dizer, então, que o problema de otimização da operação de sistemas hidrotérmicos é um problema estocástico. Entretanto, de modo a reduzir o esforço computacional na busca da solução ótima, algumas simplificações na representação do sistema podem ser feitas como, por exemplo, supor um comportamento determinístico nas aflúências e na demanda.

2.1.2 Os Sistemas de Geração Eólica

Dados históricos apontam o aproveitamento da energia dos ventos, através de moinhos de ventos para o bombeamento de água, iniciado por volta do século X no oriente médio, até a sua introdução na Europa no século XII. Os moinhos de vento eram projetados em função da direção predominante dos ventos, tendo o seu eixo motor direção fixa. As características de variação de intensidade e direção dos ventos na Europa incentivaram a criação de mecanismos para mudança de direção do eixo dos moinhos, surgindo então, os primeiros modelos onde o eixo das pás podia ser girado em relação ao poste de sustentação.

Com a revolução industrial no século XVIII e o surgimento da máquina a vapor, e posteriormente, dos motores de combustão interna e das grandes usinas de eletricidade e redes de distribuição, os sistemas eólicos foram relegados a um segundo plano por um bom tempo, permanecendo em algumas aplicações, como o bombeamento de água em áreas rurais e salinas, além de outras mais raras.

Em outubro de 1973, a economia mundial foi fortemente abalada pelo choque das altas sucessivas do preço do petróleo. O primeiro aumento do petróleo elevou o preço do barril de US\$1,77 em 1972, para US\$ 11,65 em novembro de 1973. Depois de cinco anos de relativa estabilidade, um novo choque eleva o preço de referência do barril de petróleo para valores superiores a US\$ 35,00 no decorrer do quarto trimestre de 1979. Todos os países importadores pertencentes à Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) reagiram com rapidez à elevação dos preços. A Agência Internacional de Energia (AIE), criada em 1974, diante desse problema, propõe para os países membros da OCDE diretivas para a redução da parte do petróleo da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) em seus abastecimentos energéticos.

A crise do petróleo na década de 1970 conduziu a um novo interesse internacional por fontes renováveis de energia, tanto como medida de poupança de outros recursos energéticos, quanto por uma preocupação para com o meio ambiente [D2001]. Os sucessivos choques do preço do petróleo propiciaram a retomada de investimentos em energia eólica. No entanto, as pesquisas e investimentos estavam direcionados ao uso de aerogeradores conectados a redes operadas por usinas termelétricas. Com o aumento do combustível, o custo da energia gerada em usinas termelétricas justificava economicamente a retomada de investimentos no setor eólico de grande porte. Países como Estados Unidos, Alemanha e Suécia iniciaram seus investimentos na pesquisa de novos modelos.

Os avanços da aerodinâmica e surgimento da eletrônica permitiram o aparecimento de aerogeradores muito eficientes e com o custo por KW, quando utilizado em sistemas de grande porte interligados a rede de distribuição, comparáveis com o das hidroelétricas. Assim, desde a década de 1980, tem sido cada vez mais comuns a instalação de parques eólicos em vários países principalmente da Europa e nos Estados Unidos.

Atualmente, os sistemas mais comuns de fornecimento de energia utilizando sistemas eólicos são:

- **Sistemas eólicos de grande porte interligados a rede pública de distribuição.**
- **Sistemas híbridos diesel-eólico de médio porte.**
- **Sistemas eólicos isolados.**

No Brasil, a energia eólica teve início em 1992 com a instalação do primeiro aerogerador de grande porte no arquipélago de Fernando de Noronha, tratando-se de uma turbina de 75KW, com rotor com três pás de 17 metros de diâmetro, tendo o mesmo sido integrado ao sistema de fornecimento de energia, formando um sistema híbrido com o gerador diesel já existente na ilha, proporcionando uma economia de aproximadamente 10% no consumo de diesel, além da redução de emissão de poluentes. Posteriormente, aerogeradores foram instalados nos estados do Ceará, Paraná, Rio Grande do Norte e Santa Catarina, formando parques eólicos de pequeno porte.

Como marco no incentivo às fontes eólicas, em abril de 2002, abriu-se um espaço para as fontes não convencionais ou alternativas através da criação do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), instituído pela Lei n.º 10.438, e revisado pela Lei n.º 10.762, de 11 de novembro de 2003, incentivando a instalação, dentre outras, dos sistemas de geração eólica, que pelas suas características técnicas e econômicas adquiridas com o desenvolvimento comercial dos últimos quinze anos, pode-se afirmar que se trata uma tecnologia amadurecida, que tem apresentado a redução de custos mais rápida em comparação a outras fontes alternativas de energia [W2004].

Um *aerogerador* é composto por um gerador elétrico conectado a um conjunto de pás que são movidas pela ação da força dos ventos. O conjunto de pás conectadas entre si constitui o que chamamos de *rotor eólico*.

As *fazendas ou parques eólicos* (Figura 2.3) constituem-se em um conjunto de aerogeradores que são dispostos geograficamente de maneira a se obter um melhor aproveitamento da

Considerações Iniciais

energia, através do estudo do regime dos ventos do local. A quantidade de energia que pode ser extraída dos ventos pelos rotores depende de quatro principais fatores: da quantidade de vento que passa pelo rotor, do diâmetro do rotor, da densidade do ar e do coeficiente de potência do rotor.

Segundo estudos da Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA), Cada vez mais países em todo o mundo já possuem turbinas eólicas para geração complementar de energia elétrica. Com o fantástico crescimento do mercado nos últimos dez anos, a energia eólica tem se mostrado como a fonte renovável de maior penetração na geração de energia elétrica. O desenvolvimento da sociedade na década de noventa mostrou uma sociedade cada vez mais preocupada com as questões ambientais. A busca de soluções viáveis para a redução das emissões de gases de efeito estufa e dos diversos impactos ambientais intrínsecos nas fontes tradicionais de geração de energia elétrica apontam a energia eólica como uma das mais promissoras fontes de energia renovável disponíveis no mercado mundial. Sistemas eólicos de grande porte têm tomado frente em relação a outros tipos de fontes renováveis de energia devido à sua maior contribuição relativa de geração de energia e a sua grande inserção na rede elétrica em diversos países.

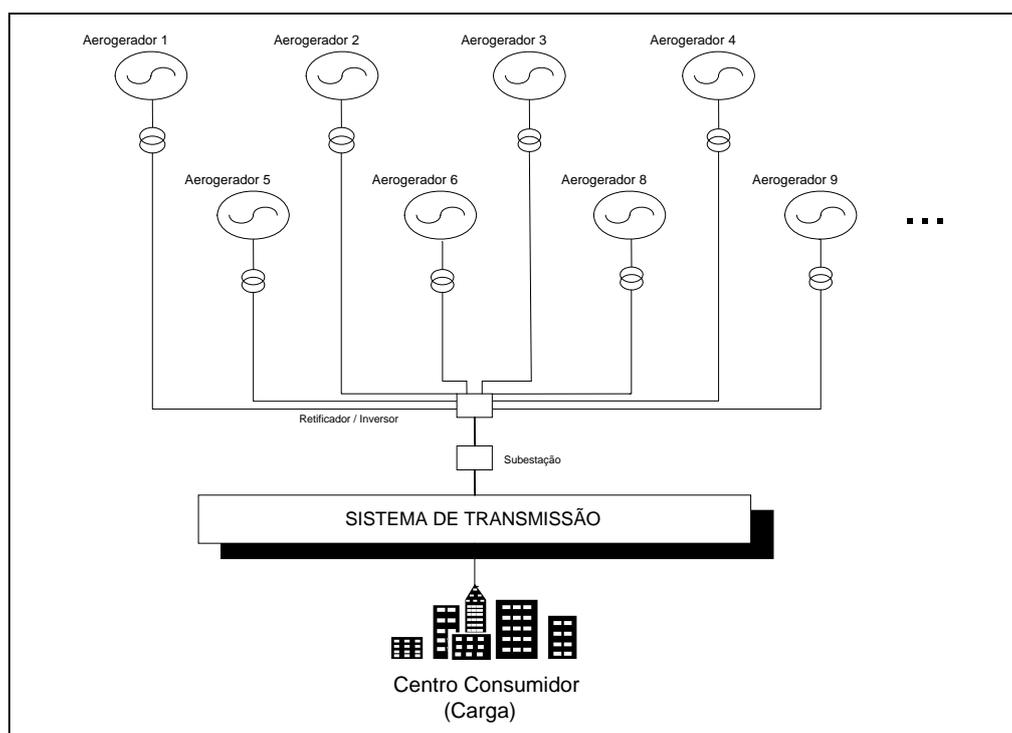


Figura 2.3 – Diagrama de um Parque Eólico.

A decisão sobre a conveniência da implantação de um sistema eólico para geração de energia está condicionada à existência de boas condições de vento. Como a potência disponível dos ventos varia com o cubo da velocidade do vento, não restam dúvidas de que o conhecimento do regime dos ventos, na localidade onde se deseja implantar sistema eólico, é a informação mais importante a ser considerada no processo de decisão para a instalação de sistemas que visem o aproveitamento da energia eólica.

2.2 Impactos Ambientais de Fontes Tradicionais de Energia

Sempre que se analisa a inserção de uma nova fonte energética, é comum se questionar sobre os impactos ambientais que esta fonte pode causar. As fontes de energia dominantes no balanço energético nacional atualmente são a dos combustíveis fósseis (petróleo, gás natural, e carvão mineral), da hidroeletricidade e da biomassa (lenha, carvão vegetal, álcool e bagaço de cana de açúcar). Em pequena escala, mas importante qualitativamente, registra-se a utilização da energia nuclear. Importantes impactos ambientais são produzidos ao longo de toda a cadeia de vida destes combustíveis, desde sua produção até o seu uso final [C2003].

2.2.1 Energia Térmica – Carvão Mineral

A mineração de carvão, especialmente a céu aberto, causa a erosão e acidificação do solo, inutilizando extensas áreas. Os recursos aquáticos da região também são afetados pela águas acidificadas da drenagem das minas. Os problemas dos trabalhadores desse setor são graves, em termos de saúde e de segurança. Os mineiros estão expostos a acidentes nas minas (incêndios, explosões e desabamentos), à inalação de poluentes e ao ruído.

Em toda a zona carbonífera da região sul do país, em especial na área de Criciúma, em Santa Catarina, o meio ambiente já foi sensivelmente degradado pela mineração, transporte e estocagem de carvão e seus resíduos. O relevo e a paisagem sofreram profundas alterações. Algumas mineradoras gaúchas, catarinenses e paranaenses iniciaram a implementação de programas de conservação ambiental. Entretanto, sua capacidade de arcar com os custos envolvidos é limitada pela crise que se abateu sobre o setor, após a retirada do Estado de seu papel regulador da atividade – a eliminação do uso de carvão metalúrgico nacional e a redução do raio de utilização do carvão vapor causaram desempregos e conflitos que agravaram a situação social da região.

A geração termoeétrica utilizando carvão afeta, sobretudo, o Rio Grande do Sul, em particular a região de Candiota. Além de seus efluentes líquidos (impurezas e sólidos em suspensão nas águas usadas) e resíduos sólidos (disposição de grande quantidade de cinzas no solo), os impactos ambientais mais importantes desta atividade são as emissões atmosféricas do produto da combustão: CO₂, particulados, hidrocarbonetos, óxidos de enxofre e nitrogênio. O CO₂ é o principal responsável do aumento do efeito estufa. A interação dos demais poluentes na atmosfera causa danos ao aparelho respiratório dos homens, animais e plantas, além de acidificar as precipitações (fenômeno conhecido como “chuva ácida”).

Todos os poluentes atmosféricos gerados pelas termoeletricas, com exceção do CO₂, podem ter seu nível de emissão controlado com investimentos em sistemas antipoluentes. Nos Estados Unidos, tais sistemas custam entre 30 e 40% do investimento total da usina, podendo chegar até 50% para garantir a remoção quase total de particulados e óxidos de enxofre.

Uma possível solução tecnológica para a captura do óxido de enxofre seria a adoção da combustão em leito fluidizado nas futuras termoeletricas a carvão. Esta tecnologia

permite uma queima limpa do carvão, graças à adição de calcário e à temperatura de operação no leito, retendo todo enxofre sob a forma inofensiva de CaSO_4 (gesso).

2.2.2 Energia Térmica – Petróleo e Gás Natural

O uso final de gás natural e dos derivados de petróleo causa impactos ambientais da mesma natureza que os da queima dos demais combustíveis fósseis, como carvão mineral, e emitindo uma série de poluentes atmosféricos: material particulado, monóxido de carbono, óxidos de enxofre e de nitrogênio, compostos orgânicos, traços de metais e de radionuclídeos, além de CO_2 , principal responsável pelo efeito estufa.

A magnitude das emissões varia de acordo com o tipo de combustível usado, sua composição e as medidas tomadas para reduzi-las. De um modo geral, o gás natural é o combustível mais limpo, com grande vantagem sobre os derivados de petróleo, que por sua vez poluem menos na sua combustão que o carvão mineral, por unidade de energia fornecida. O óleo combustível pesado e os derivados ultra viscosos do petróleo (resíduos asfálticos – RASF e de vácuo – RESVAC) apresentam problemas parecidos com os do carvão mineral, pois é no “fundo do barril” que se concentram o enxofre e os metais pesados.

2.2.3 Energia Nuclear

O reator de Angra I, usina nuclear Brasileira, situado na cidade de Angra dos Reis (RJ) é do tipo PWR (Pressurized Water Reactor), um dos mais utilizados no mundo, operando a partir do seguinte ciclo do combustível nuclear: mineração de urânio; fabricação do “yellow cake” (concentrado de óxidos de urânio); purificação e conversão para hexafluoreto; enriquecimento do urânio; fabricação dos elementos combustíveis; irradiação do combustível do reator; reprocessamento do combustível para recuperação de urânio e obtenção de plutônio (fase opcional do processo); disposição final dos resíduos de baixa, média e alta radioatividade.

A exemplo das termoeletricas convencionais, as usinas nucleares liberam 2/3 do calor produzido para o meio ambiente próximo à usina. No caso de Angra, o mar absorve o aumento de temperatura (cerca de 8°C) da água de circulação, causando pequeno impacto ambiental. A operação normal de uma usina nuclear submete seus trabalhadores a uma pequena dose de radiação e a população em torno, a doses ainda menores. Estas emissões são baixas e controladas, porém ainda são necessários estudos conclusivos sobre os efeitos em longo prazo da exposição contínua a pequenas doses de radiação.

A estocagem dos resíduos radioativos é diferenciada quanto ao seu nível de contaminação radioativa. Os resíduos de níveis baixo e intermediário são enterrados em tambores especialmente projetados para esta finalidade. Os rejeitos de alta radioatividade teriam de ser solidificados e mantidos isolados por um longo período (várias gerações futuras). Na verdade nenhuma solução efetivamente satisfatória é conhecida.

No caso de Angra, a solução encontrada é o depósito provisório em um dos prédios da usina. Vale a ressalva que a vida útil dos depósitos é inferior à duração da radioatividade do rejeito.

Acidentes em grandes proporções como os de Three Mile Island e Chernobyl mostram que apesar da probabilidade de acidentes em uma central nuclear ser baixa, as conseqüências podem ser desastrosas.

2.2.4 Energia Hidráulica

A geração de energia hidráulica acarreta impactos significativos no caso de centrais com grandes barragens. Esses impactos atingem os meios físico, biótico, social e econômico tanto na área do lago artificial como no rio, a jusante da represa. Trata-se na verdade de uma transformação radical que se opera no ecossistema, substituindo-o por outro artificialmente construído. O depósito de sedimentos no reservatório transportados através dos rios pode acelerar a erosão e assorear o lago, além de prejudicar a agricultura e a pesca. O equilíbrio dos recursos hídricos pode ser afetado pela construção da barragem. O micro clima local também se torna sujeito a variações.

Do ponto de vista econômico, é necessário contabilizar os custos da perda de produção agrícola, efetiva ou potencial, no trecho do rio a jusante e na área inundada pelo reservatório além do valor das jazidas minerais eventualmente existentes e da madeira das florestas também submersas nos reservatórios. Os impactos sociais das barragens começam desde a fase de construção, onde o principal problema desta fase está na remoção da população afetada diretamente ou indiretamente com a construção da barragem.

2.2.5 Energia como um Recurso Renovável

Energia é essencial para vida moderna. Não restam dúvidas de que podemos e devemos usá-la de forma mais eficiente. Um mundo em desenvolvimento necessitará de cada vez mais energia para atender as suas necessidades. O desafio que permanece é como atender a essa crescente demanda de energia e igualmente lidar com a ameaça urgente da escassez de recursos e degradação do nosso ecossistema.

Segundo mostram as estatísticas, o consumo mundial de energia se baseia em cerca de 33% na combustão de petróleo; cerca de 25% na combustão de carvão; cerca de 17% na combustão de gás natural; cerca de 14% pela queima de biomassa; e cerca de 5% no uso de combustível nuclear. Somente 6% do consumo total estamos cobertos pela força hidráulica.

O aproveitamento da biomassa, matéria com potencial de constituir-se em uma fonte de energia permanente mediante cultivo simultâneo de novas plantas, realiza-se, hoje em dia, principalmente nas áreas rurais dos chamados países em vias de desenvolvimento. Assim sendo, a economia mundial propriamente dita “aquece-se” em sua maior parte com petróleo, gás natural, carvão, e combustíveis nucleares, e depende, portanto, dos agentes

Considerações Iniciais

econômicos que gerem estes insumos. Cabe afirmar, portanto, que mundialmente a economia e a sociedade estão dominadas por pessoas dedicadas a queimar quantidades cada vez mais exorbitantes de combustíveis fósseis e decididos a manter este sistema a todo custo enquanto for possível. Apesar das advertências dos cientistas e das promessas relativas a políticas ambientais, tudo indica que mantidas as tendências atuais, a “queima” global de combustíveis fósseis, segundo previsões feitas no início da década de 1990, aumentará cerca de 50% até o ano de 2010.

Qualificar a economia mundial como fóssil justifica-se então pelo fato que o abastecimento em escala planetária realiza-se, em sua maioria, com energias fósseis, das quais dependem quase todas as atividades da humanidade. A contradição fundamental aqui é a ausência de futuro desta economia. Enquanto a economia mundial continuar operando sobre esta base limitada de energia e matérias-primas, nada lhe restará além de apenas uma perspectiva muito restrita. Isto é um fato por duas razões irrefutáveis: de um lado, porque os recursos fósseis são finitos, e por outro, porque sua transformação sobrecarrega, danifica e destrói sem remédio os elementos realmente imprescindíveis para a vida do planeta: a água, os solos, o ar e a atmosfera terrestre.

O caráter fóssil da economia mundial e, por conseguinte, a devastação programada de todos os fundamentos da vida faz cada vez mais urgente a orientação global na direção das fontes energéticas renováveis, não apenas para complementar as energias fósseis (e, deste modo também as nucleares), mas para substituí-las. É a energia fóssil que a economia mundial deve a sua prosperidade, mas é esta mesma base energética que agora a arrasta à perdição.

A opção a favor de uma determinada base de recursos é de importância fundamental para o desenvolvimento econômico, e assim, para a evolução da sociedade. Um dos paradoxos do século XX é o fato de que esta questão tenha sido debatida cada vez menos à medida que foi crescendo o consumo de energia e de materiais e foram-se agravando as conseqüências deste incremento. No princípio do século, Frederick Soddy dizia em sua obra *Matter and Energy*: “As leis que expressam as relações entre energia e matéria não são importantes apenas para a ciência pura. Em toda a História merecem uma atenção prioritária, e controlam, em última análise, a ascensão ou a queda dos sistemas políticos, a liberdade ou a escravidão das nações, os movimentos do comércio e da indústria, a origem da riqueza e da pobreza e o bem estar geral da humanidade. Se isto não foi reconhecido claramente no passado, não há desculpas agora que as leis físicas incorporaram-se à nossa forma cotidiana de pensar, para que sejam desrespeitadas e não se lhes conceda a prioridade entre as questões que afetam o futuro”.

Os agentes da economia energética fóssil, empenhados em levar a energia de combustão até os rincões mais recônditos da civilização mundial, secundados por uma tropa de políticos, cientistas e jornalistas, declinam toda a responsabilidade assinalando as necessidades dos seres humanos – como se na terra não existisse a possibilidade de proporcionar energia sem conflagrações nucleares e fósseis. Por quanto mais se prolongue esta situação, tanto mais se “queimarão” as oportunidades de sobrevivência de toda a humanidade. A sociedade está diante de uma opção fundamental urgente que, definitivamente, não é outra que decidir entre as cinzas ou o sol.

Uma economia solar permite satisfazer o conjunto das necessidades de energia e matérias-primas graças ao uso de fontes energéticas e materiais de tipo solar. O potencial inesgotável das energias solares ou renováveis engloba a luz e o calor do sol, as ondas e os ventos, a força hidráulica, a energia procedente das plantas e outras substâncias. Caráter solar tem também os materiais de origem vegetal, produzidos pelo sol através da fotossíntese. Assim, o nome “matérias-primas solares” ressalta a sua procedência direta, mas também faz alusão à alternativa que podem e devem conduzir as energias e materiais fósseis a aquelas que o sol produz continuamente e em sintonia com a natureza.

As reservas de petróleo, gás natural ou carvão, uma vez queimadas, deixam de ser reutilizáveis. Só os resíduos nucleares podem ser reciclados e constituem, portanto, uma fonte energética com aproveitamento mais durável, porém somente à custa de aumentar o perigo atômico e de incrementar a níveis insustentáveis as cargas radioativas que hipotecam o futuro. Apenas uma afortunada substituição por energias renováveis e, portanto, a implantação de uma economia solar modificará substancialmente a lógica da economia e, por conseguinte, o rumo do devir econômico – constituindo, portanto, a chave da sustentabilidade da sociedade mundial no futuro [F1989].

2.3 Conclusões e Recomendações

Não existe processo de produção e utilização de energia sem que o meio ambiente seja agredido em maior ou menor escala. A procura de fontes energéticas que minimizem o impacto ambiental tem sido uma grande preocupação na viabilização de novos cenários de geração e consumo. A energia eólica tem se destacado mundialmente como uma fonte de energia com impactos ambientais reduzidos e de fácil minimização. A conscientização das suas vantagens como fonte renovável de energia torna o seu futuro ainda mais promissor. No Brasil, onde é um privilégio possuir áreas de grande aproveitamento eólico em todo o litoral e, também, em alguns locais no interior de seu território, há uma vontade política no sentido de que o uso desta fonte cresça com sucesso na contribuição do fornecimento de uma energia limpa, eficiente e inesgotável.

Capítulo 3

PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1 Introdução

O objetivo do planejamento da operação do sistema é organizar as restrições e estratégias de operação que serão definidas de forma a manter em equilíbrio a oferta e a demanda de energia elétrica por meio do gerenciamento das usinas existentes no sistema, minimizando o valor esperado dos custos operativos no período de planejamento [O2002].

Em sistemas puramente termoeletricos, o planejamento da operação tem como objetivo somente minimizar os custos operativos das usinas através da redução do consumo de combustível. Em sua versão mais simples, o problema pode ser resolvido ordenando-se as unidades em função de seus custos marginais de operação, atendendo cada unidade adicional de carga com a unidade disponível de menor custo incremental. Vários fatores adicionais tornam o problema real bastante mais complexo, tais como: custo de entrada de operação das usinas, limites nas taxas de tomada de carga dos geradores, não-linearidade das funções custo de operação, limitações de transmissão e até mesmo restrições ambientais.

Já em sistemas hidrotérmicos compostos, em sua grande parte, por usinas hidroelétricas (caso brasileiro), as estratégias de operação são definidas através do gerenciamento de volumes armazenados nos diversos reservatórios do sistema, de forma a minimizar o consumo de combustíveis das usinas térmicas existentes. Em geral, a participação térmica é determinada de modo a propiciar o uso mais racional possível da água dentro do contexto de incertezas quanto às afluências futuras, de modo a, por um lado, minimizar o risco de déficit de geração de energia elétrica e, por outro, reduzir o desperdício de energia hidráulica implicado por vertimento de grandes volumes de água. Esta estratégia de operação depende fortemente da previsão de vazões, da demanda e da oferta possível de energia pelas usinas hidrelétricas. A complementaridade hidrológica entre bacias hidrográficas, e o fato de que gerar energia hidráulica hoje afeta os níveis de armazenamento dos reservatórios no futuro tornam as decisões de operação um problema bastante complexo.

Devido à incerteza associada às afluências futuras, ao número de aproveitamentos existentes, à inter-relação entre as decisões tomadas em um determinado instante e suas consequências futuras, e às não-linearidades das funções de produção das usinas hidroelétricas, o problema da operação hidrotérmica é um problema de grande porte, estocástico e não linear. Uma complicação adicional vem da necessidade do atendimento a restrições hidráulicas decorrente do uso múltiplo da água (navegação, irrigação, saneamento, etc.), além das regras de segurança para controle de cheias nas bacias.

Para melhor tratar as incertezas associadas às afluências aos reservatórios e ao crescimento da demanda, o problema da programação do despacho hidrotérmico é em

geral abordado em horizontes de tempo distintos. Diferentes horizontes de estudo correspondem a diferentes tipos de análise do desempenho do sistema, tais como: **efeitos de longo prazo** (possibilidade de déficits futuro, valor esperado de gerações térmicas no futuro, etc.), **efeitos de médio prazo** (contratos anuais para suprimento de energia e demanda entre empresas do sistema, programa de manutenções, etc.), e **efeitos de curto prazo** (controle de cheias, restrições de segurança, etc.).

Usualmente, decompõe-se o problema em subproblemas como representado na Figura 3.1, onde pode ser notado que o grau de detalhe aumenta na medida em que se reduz o horizonte de influência das decisões. As informações de mais longo prazo (além do horizonte de influência de cada nível) são dadas pelos resultados do nível hierárquico precedente (mais alto). Além disso, pode-se usar retro-alimentação dos níveis hierárquicos inferiores para os superiores de forma a garantir uma otimização global da operação [S2002].

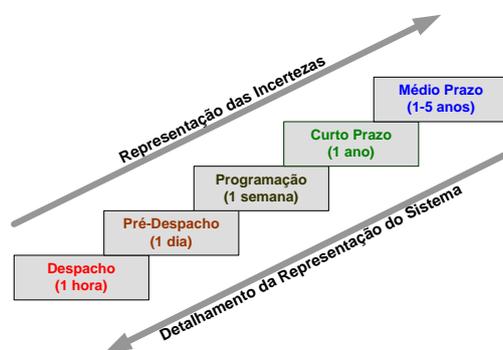


Figura 3.1 – Grau de detalhes no Planejamento da Operação.

3.2 O Sistema Interligado Nacional (SIN)

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários [O2004A].



Figura 3.2 – Áreas interligadas do SIN (Fonte: ONS, 2004).

O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte (Figura 3.2). Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. Ao final de 2002 o SIN correspondia a uma capacidade geradora instalada de 72.843 MW, distribuídos entre os diferentes tipos de geração. A Tabela 3.1 ilustra a potência instalada em usinas:

Tabela 3.1 – Potência Instalada por Usinas (Fonte: ONS, 2004).

Hidroelétricas	57.534 MW
Térmicas	7,002 MW
Nuclear	2.007 MW
Itaipu (50%)	6.300 MW
Total	72.843 MW

Obs: A este total deve ser somado 1.783 MW referentes à importação de energia de outros países.

A maior parte da capacidade instalada (90%) é composta por usinas hidroelétricas, que se distribuem em 12 diferentes bacias hidrográficas nas diferentes regiões. Como as usinas hidroelétricas são construídas onde melhor se podem aproveitar as aflúncias e os desníveis dos rios, geralmente em locais distantes dos centros consumidores, foi necessário desenvolver no país um extenso sistema de transmissão. Formando caminhos alternativos, a rede de transmissão permite transportar com segurança a energia produzida até os centros de consumo. Mais ainda, as grandes interligações possibilitam a troca de energia entre regiões, permitindo obter benefícios a partir da diversidade de comportamento das vazões entre rios de diferentes bacias hidrográficas.

Ao final de 2002, a rede de transmissão era formada por mais de 72.000 km de linhas de transmissão em tensões superiores a 230 kV, conforme a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Extensão da rede de transmissão do SIN (Fonte: ONS, 2004).

Tensão (kV)	Extensão (km)
230	33.290,0
345	9.021,0
440	6.667,5
500	19.525,2
600 CC	1.612,0
750	2.683,0
Total	72.798,7

3.2.1 A coordenação do SIN

O Sistema interligado Nacional (SIN) é expandido e operado visando à integração da geração e transmissão, garantindo o atendimento às quatro regiões geo-elétricas do país, as quais têm características de produção, consumo, e interligação distintas.

Conceitualmente, a operação centralizada do SIN está embasada: na interdependência operativa entre as usinas, através da construção e operação de usinas e reservatórios localizados em seqüência, em várias bacias hidrográficas; na interconexão dos sistemas elétricos, o que permite a transferência de energia entre subsistemas com aproveitamento da diversidade hidrológica das bacias e na integração dos recursos de geração e transmissão, no atendimento ao mercado.

As características do SIN, conforme apontadas, de interdependência, interconexão e integração dos seus sistemas elétricos e hidráulicos, conduzem à necessidade de um planejamento coordenado e detalhado de sua operação, com o objetivo de otimizar o uso dos recursos eletroenergéticos.

As Figuras 3.3 e 3.4 apresentam o grau de integração hidráulica em cada bacia, entre as bacias e entre as regiões geo-elétricas [O2003].

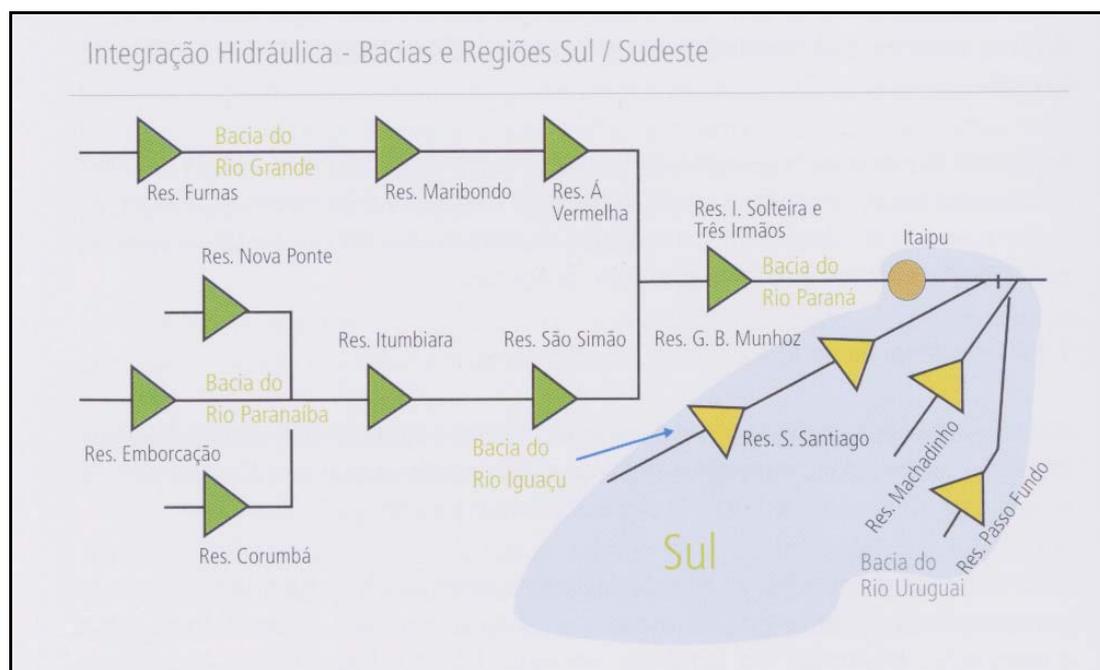


Figura 3.3 – Integração Hidráulica: Bacias e Regiões Sul/Sudeste (Fonte: ONS, 2003).

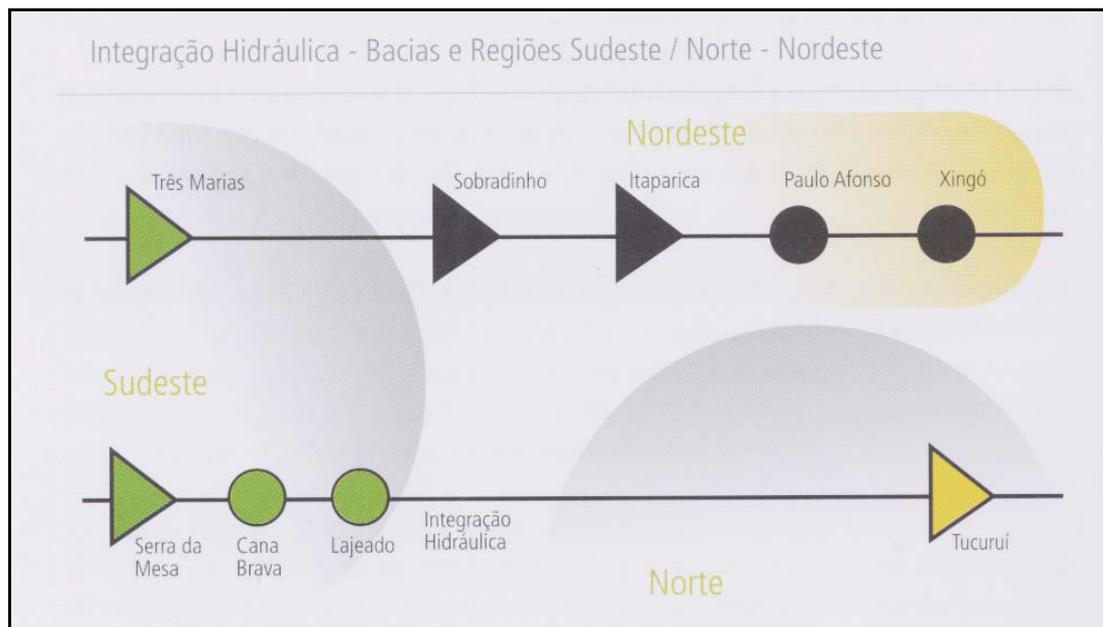


Figura 3.4 – Integração Hidráulica: Bacias e Regiões SE/Norte-Nordeste (Fonte: ONS, 2003).

3.3 O Setor Elétrico Brasileiro

Ao longo de sua história, o setor elétrico brasileiro passou por ciclos de naturezas distintas, em que a ação estatal sempre buscou equilibrar a eficiência e a eficácia do sistema. Apesar de alguns percalços, em síntese, verifica-se um relativo, porém significativo sucesso, considerando que as crises energéticas foram, temporal ou quantitativamente, diminutas e que os modelos do sistema elétrico vêm avançando tecnicamente.

O setor elétrico vem padecendo com a inexistência de um marco regulatório claro, consistente e duradouro, que reduza significativamente as incertezas, as quais certamente se constituem em importante barreira para novos investimentos. É importante que seja bastante claro que os agentes do setor, notadamente os investidores privados estão saturados de mudanças profundas e freqüentes, o que se torna mais preocupante quando estas acontecem em um contexto no qual os investimentos são expressivos e o retorno é de longo prazo.

Para que os benefícios decorrentes dos serviços de eletricidade sejam maximizados para toda a sociedade, os mesmos devem ser realizados considerando os interesses e necessidades dos segmentos de consumo, de transporte e de produção de energia elétrica, com interação entre os diversos agentes setoriais, englobando entidades que representam os diversos segmentos de consumidores, os fabricantes e fornecedores de equipamentos, bens e serviços, as universidades, os centros e institutos de pesquisa, as agências reguladoras, agências estaduais de energia elétrica, operadores de sistemas elétricos de países vizinhos, associações de classes diversas, entidades governamentais, Ministérios e Secretarias de Energia dos Estados, que direta e indiretamente atuam ou influenciam o Setor Elétrico.

O modelo de funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro encontra-se em processo de revisão e implementação. Os agentes, instituições e as suas principais responsabilidades no modelo de funcionamento até a recente reformulação eram:

- Agentes de produção (geradores e importadores), de consumo (distribuidores, exportadores e consumidores livres), de transporte e de comercialização de energia (incluindo Itaipu);
- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e Ministério de Minas e Energia (MME), responsáveis pelo estabelecimento das políticas do setor;
- Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), responsável por executar as funções de planejamento;
- Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), responsável pela administração do mercado de energia;
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável pela regulação, fiscalização e mediação do setor elétrico.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), designado, através de lei, com a responsabilidade de execução da Administração da Transmissão e da Coordenação e Controle da Operação do Sistema Interligado Nacional.
- Agentes Geradores: são autorizados ou concessionários de geração de energia elétrica, que operam plantas de geração e prestam serviços ancilares.
- Agentes de Transmissão: Agentes detentores de concessão para transmissão de energia elétrica, com instalações na rede básica.
- Agentes de Distribuição: Operam um sistema de distribuição na sua área de concessão, participando do Sistema Interligado e sendo usuários da Rede Básica. Contratam serviços de transmissão de energia e serviços ancilares do Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- Agentes Importadores: são agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à importação de energia elétrica.
- Agentes Exportadores: são agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à exportação de energia elétrica.
- Agente comercializador da energia de Itaipu: Itaipu é uma entidade binacional, pertencente ao Brasil e ao Paraguai. O relacionamento entre os dois países segue tratados internacionais específicos. A energia de Itaipu recebida pelo Brasil representa cerca de 30% do mercado de energia da região sul/sudeste/centro-oeste. A comercialização dessa energia no Brasil é coordenada pela Eletrobrás.

- **Consumidor Livre:** Consumidores que têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica, conforme definido em resolução da ANEEL.

O novo modelo de funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro encontra-se em processo de revisão e implementação, desde a proposta inicial apresentada pelo MME em dezembro de 2003, a qual veio sendo detalhada e submetida a discussões com os agentes e os mais diversos segmentos da sociedade até a publicação das Leis n.º 10.847/04 e 10.848/04. A proposta cria novas instituições e reformula funções de entidades existentes.

3.3.1 O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Do ponto de vista organizacional, o novo modelo traz uma série de mudanças em relação ao modelo anterior, principalmente para agentes institucionais responsáveis pelo planejamento, pela regulamentação, pela fiscalização e pelo monitoramento do setor. Tais mudanças produzem impactos significativos não apenas nas operações correntes do setor elétrico, como também em sua expansão a curto, médio e longo prazos. A mudança mais evidente dá-se pela criação de novos agentes institucionais, a **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, e o **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)**, e pela transformação do **Mercado Atacadista de Energia (MAE)** na **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**.

Além dessas mudanças, alterações profundas estão previstas no âmbito das atribuições de cada um dos órgãos e no modelo de governança que se procura estabelecer para o setor. [P2004A]. A Figura 3.5 ilustra o novo modelo do setor.

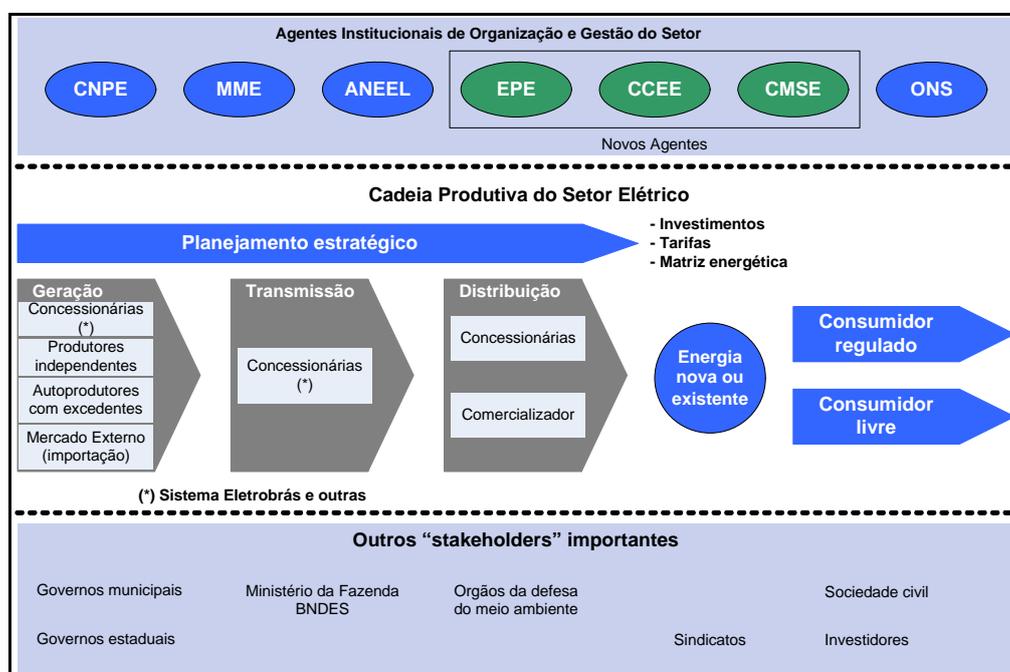


Figura 3.5 – Visão geral do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico.

Uma análise detalhada das novas atribuições de cada órgão, com base no texto da Lei n.º10.848/04 e do documento intitulado Modelo Institucional do Setor Elétrico, publicado pelo MME em 11 de dezembro de 2003, permite constatar mudanças com a premissa de uma maior participação do governo nos aspectos críticos relacionados ao desenvolvimento e à operação do setor. A Tabela 3.3 resume em linhas gerais as principais mudanças nas atribuições.

Tabela 3.3 – Mudanças nas atribuições dos agentes institucionais do setor elétrico.

Agentes Institucionais	Mudanças nas Atribuições
CNPE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nenhuma mudança significativa. ▪ Mantém o papel de formulador de política energética nacional e de definidor dos critérios básicos para o gerenciamento do setor.
MME	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se fortalece para a função de planejamento do setor. ▪ Assume o exercício do Poder Concedente. ▪ Obtém maior poder de intervenção por meio de novas atribuições de monitoramento e da capacidade de nomear e exonerar dirigentes em outros agentes institucionais.
EPE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Executa estudos para definição da matriz energética, de planejamento integrado de recursos e de expansão do setor. ▪ Prepara estudos de viabilidade econômico-financeira e sócio-ambiental de usinas.
CCEE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ É o principal elemento do novo modelo. ▪ Substitui o MAE, absorvendo suas funções atuais e incorporando todas as suas estruturas organizacionais e operacionais. ▪ Deverá funcionar segundo novas regras operacionais: agora a ênfase são os contatos de longo prazo e leilões: energia “nova” e “velha”.
CMSE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Analisa a continuidade e a qualidade de suprimento num horizonte de cinco anos e propõe medidas preventivas de mínimo custo para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de reserva conjuntural e outras. ▪ Surge pela necessidade de integração dos diversos agentes para garantir a segurança do suprimento e o desenvolvimento do setor.
ANEEL	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sofrerá redução no escopo de atribuições, com conseqüente alteração em seu status de ente autônomo/independente para fiscalizar e arbitrar atos do setor elétrico.
ONS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mantém seu papel fundamental de monitoramento e operação integrada do setor; contudo, atribuições definidas para outros órgãos podem sobrepor-se a suas funções.

Muitas dessas atribuições ainda serão detalhadas e ajustadas na legislação complementar e nas portarias do poder executivo que complementam o marco regulatório do setor e criam as condições para o funcionamento operacional de todos esses órgãos.

3.4 Planejamento e Programação do Sistema Eletroenergético

As atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, através da determinação dos despachos operacionais de forma centralizada, buscam a eficiência operacional dos sistemas eletroenergéticos interligados, otimizando e garantindo a confiabilidade e a qualidade do serviço e reduzindo os custos para o consumidor final. Os órgãos responsáveis pelo planejamento do setor são descritos na Figura 3.6.



Figura 3.6 – Órgãos que executam as atividades de Planejamento.

O CCPE tem como objetivos orientar as ações de governo para assegurar o fornecimento de energia nos níveis de qualidade e quantidade demandados pela sociedade, em consonância com a Política Energética Nacional, emanada do Conselho Nacional de Política Energética: Oferecer aos agentes do mercado de energia elétrica um quadro de referência para seus planos de investimentos; Estabelecer, em consonância com os aspectos operacionais do sistema, a expansão mais adequada da rede elétrica de transmissão [O2002]. O CCPE será absorvido pela EPE a partir de 2005.

Atualmente, o planejamento da operação é de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS conforme as atribuições conferidas pela Lei 9.648 de 27 de maio de 1998. Entretanto, segundo o novo modelo, outros órgãos podem sobrepor-se a suas funções. Porém, de acordo com a referida Lei, suas atribuições são as seguintes:

- a) “O planejamento e a programação da operação, e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados”;
- b) “A supervisão e coordenação dos Centros de Operação de sistemas elétricos”;
- c) “A supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais”;
- d) “Contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares”;
- e) “Propor as ampliações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados”;
- f) “A definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados”.

Todas as análises e estudos devem ser conduzidos em estreita observância aos atos de concessão, permissão ou autorização, às demais regulamentações estabelecidas e aos **Procedimentos de Rede**. Estes documentos constituem um conjunto de regras e de procedimentos técnicos organizados atualmente em 23 módulos (Tabela 3.4), 144 submódulos e centenas de Instruções Normativas, necessárias e indispensáveis para que o Operador possa exercer plenamente suas atribuições de executar o planejamento e a programação da operação eletroenergética, a supervisão e o controle da operação do sistema em tempo real e a administração da transmissão.

Tabela 3.4 – Módulo dos Procedimentos de Rede.

01	Introdução Geral	12	Medição para Faturamento
02	Padrões de Desempenho da Rede básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações.	13	Telecomunicações
03	Acesso aos Sistemas de Transmissão	14	Serviços Ancilares
04	Ampliações e Reforços da Rede Básica	15	Administração de Serviços e encargos da Transmissão
05	Consolidação da Previsão de Carga	16	Acompanhamento e Manutenção
06	Planejamento da Operação Elétrica	17	Requisitos de Informação entre o ONS e os Agentes
07	Planejamento da Operação Energética	18	Modelos Computacionais
08	Planejamento da Operação Eletroenergética	19	Identificação de Não-Conformidades e Penalidades
09	Hidrologia Operacional	20	Glossário
10	Manual de Procedimentos da Operação – MPO	21	Estudos Especiais
11	Proteção e Controle	22	Análise de Ocorrências e Perturbações
		23	Crerios para Estudos

Através dos Procedimentos de Rede são definidas responsabilidades, deveres e obrigações dos Agentes e do ONS, as penalidades a serem aplicadas e as informações a serem disponibilizadas na execução dos diversos processos relacionados às suas respectivas atribuições.

Os Procedimentos de Rede constituem-se em um instrumento que reproduz as complexas, múltiplas e diversas situações associadas à operação do SIN, através da qual são assegurados os requisitos de transparência, neutralidade e equidade inerentes às ações do Operador, sendo referência básica para a organização e a execução das atividades internas do ONS e dos Agentes.

Eles são, portanto, o instrumento através do qual se busca o ótimo sistêmico com garantia de segurança operativa e, ao mesmo tempo, a referência que permite que os legítimos interesses dos Agentes possam se ajustar a esse ótimo sistêmico.

Os procedimentos de rede são elaborados com a participação dos Agentes e aprovados pelo Conselho de Administração do ONS e pela ANEEL, em harmonia com a evolução da regulamentação do setor elétrico e com as regras e procedimentos do MAE.

As seções seguintes abordam apenas os itens relevantes para o entendimento dos objetivos do planejamento elétrico e energético. Quaisquer informações adicionais devem ser consultadas nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

“Ressalte-se que todos os estudos elétricos e energéticos, em toda cadeia de processos da operação, apresentam uma forte inter-relação com respeito às informações utilizadas e produzidas. Assim, os resultados gerados por um determinado estudo são contemplados em estudos subsequentes, ainda que os seus horizontes-alvo sejam distintos. Da mesma forma, a cada novo estudo, as informações fornecidas pelos agentes são atualizadas em relação ao estudo anterior realizado, garantindo-se ao mesmo tempo a convergência dos dados utilizados e a atualidade dos planos e recomendações produzidos.”

3.4.1 Planejamento da Operação Elétrica

O planejamento da operação elétrica é uma atividade que envolve síntese, análise e coordenação entre as empresas do setor, visando o estabelecimento de um ponto de operação elétrica seguro, econômico e confiável. São três os principais objetivos do Planejamento da Operação Elétrica [O2002]:

1. Otimizar a confiabilidade da malha principal do sistema interligado para as possíveis configurações e condições operativas, dentro do horizonte operativo, utilizando os recursos operativos disponíveis;
2. Examinar, em conjunto com o Planejamento da Expansão, alternativas associadas à antecipação de obras sempre que se considerar esta antecipação fundamental para atenuar ou eliminar restrições operativas, ou sempre que existirem riscos operacionais considerados inaceitáveis. Além disso, pode-se até sugerir ao Planejamento da Expansão, a revisão do plano original;
3. Garantir a operação da malha principal do sistema interligado dentro do melhor nível possível de confiabilidade e economia, explorando os recursos disponíveis de geração e transmissão.

Nos dois primeiros casos, considera-se nos estudos a configuração mais provável. Quando os níveis de confiabilidade forem considerados insatisfatórios, tenta-se melhorá-los através da implantação de esquemas especiais de proteção, otimização de controladores e ações de proteção e alterações de configuração, sempre que possível e necessário. No terceiro caso, busca-se estabelecer as diretrizes a serem utilizadas na operação em tempo real [S2002].

É usual a caracterização de horizontes temporais distintos: curto prazo; anual e plurianual. Em cada um desses planejamentos são feitos estudos que têm a intenção de estabelecer critérios a serem considerados na operação elétrica em condições normal e de emergência, visando estabelecer condições limites de desempenho quanto ao controle de tensão e carregamento. As faixas de operação do sistema também são definidas, tendo como objetivo a adequação de seus recursos com o menor custo possível, levando em conta os limites definidos por cada empresa, devido às próprias restrições dos seus sistemas.

Assim, o Planejamento da Operação Elétrica contempla três tipos de planejamentos com objetivos diferentes. São eles:

- **Planejamento a Médio Prazo (Anual)** – Tem como objetivo analisar o desempenho do sistema elétrico, com base no mercado previsto e no cronograma de entrada em operação de novos equipamentos, definidos para o horizonte do estudo. Deve também analisar as conseqüências de eventuais atrasos das obras programadas.
- **Planejamento a Curto Prazo (Quadrimestral)** – Tem como objetivo dar subsídios aos órgãos executivos da operação do sistema, utilizando os recursos disponíveis e ao menor custo de operação possível. Assim os estudos quadrimestrais fornecem diretrizes operativas para a elaboração das instruções de operação para aplicação em tempo real do sistema. Necessita da previsão de carga própria e o cronograma de entrada em operação de novos equipamentos.
- **Planejamento a Curto Prazo (Mensal)** – Tem como objetivo atualizar as diretrizes e procedimentos atribuídos no Planejamento Quadrimestral, em função de eventuais alterações na Política Energética da Operação de Curto Prazo, subsidiar os órgãos executivos da operação do sistema, utilizando os recursos disponíveis e ao menor custo de operação possível. Assim, os estudos mensais fornecem diretrizes operativas para a elaboração das instruções de operação em tempo real do sistema.

Estes estudos servem de base para os seguintes estudos:

- **Programação de Intervenções em Instalações da Rede de Operação**
- **Diretrizes Eletroenergéticas Considerando a Rede Incompleta**

O Planejamento da Operação Elétrica a Médio Prazo subsidia internamente os Estudos de Planejamento da Operação Elétrica a Curto Prazo, Quadrimestrais e Mensais, os estudos para elaboração das Diretrizes Eletroenergéticas considerando a Rede Incompleta e os estudos para Programação de Intervenções em Instalações da Rede de Operação, além de interagir com o Planejamento da Operação Energética e os Estudos de Ampliações e Reforços na Rede Básica, bem como os Estudos de Planejamento a serem desenvolvidos pela EPE. Fornece também a rede do sistema a ser utilizada pela ANEEL para cálculo de tarifas e os fatores de perda indicativos a serem utilizados pelo CCEE.

Para a realização do estudo, é necessário que os Agentes de Geração, de Distribuição, de Transmissão e Consumidores Livres forneçam os dados sob sua responsabilidade, atendendo aos prazos definidos.

3.4.1.1 Encadeamento dos estudos de planejamento elétrico

A seqüência temporal de estudos para o Planejamento da Operação Elétrica (Figura 3.7) é apresentada a seguir:

- Anual:** Com início em 15 de março e término previsto para agosto do ano anterior ao do objeto de estudo.
- Quadrimestral:** Realizado durante o quadrimestre anterior ao do objeto do estudo.
- Mensal:** Realizado para o mês subsequente ao de realização do estudo.

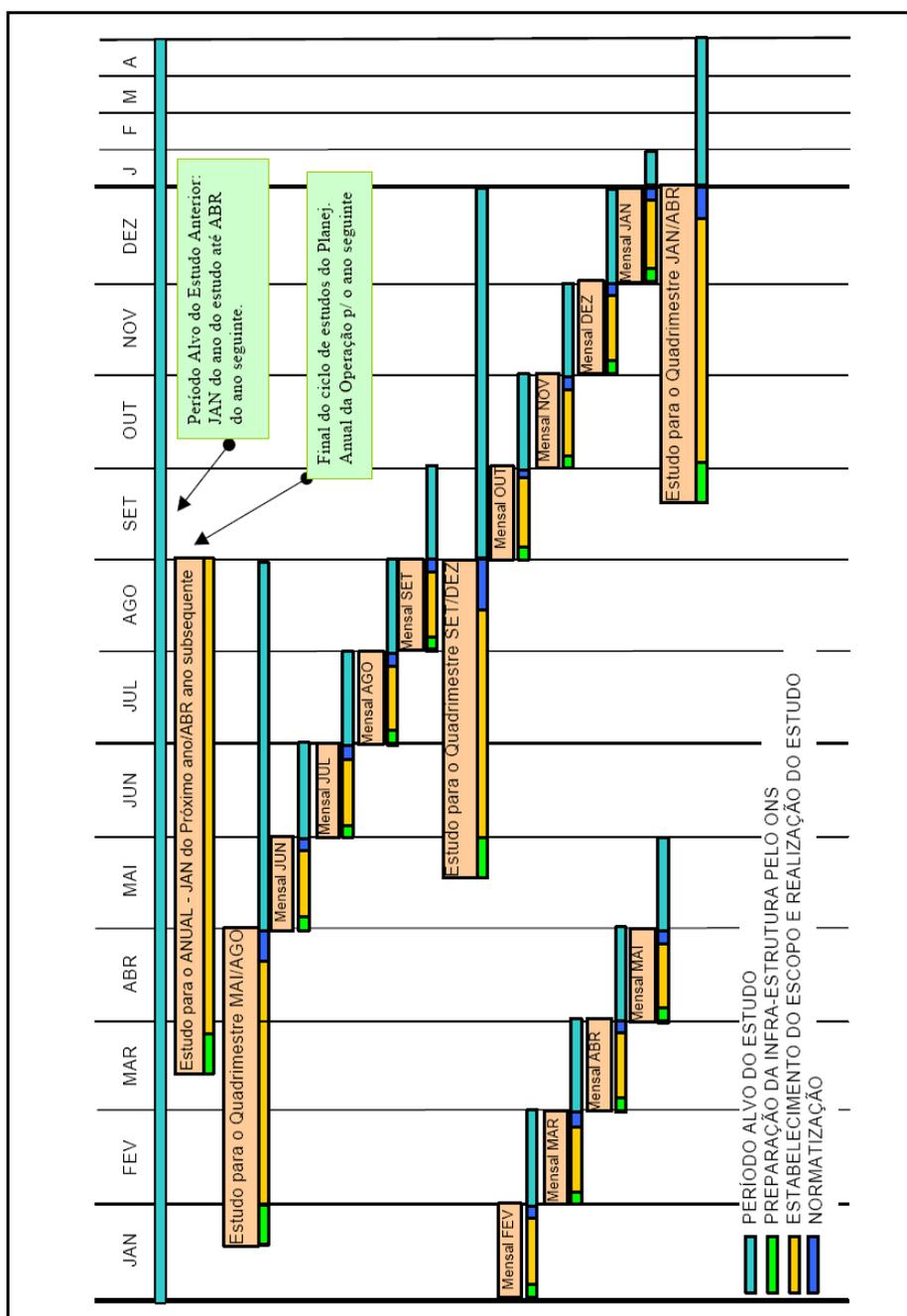


Figura 3.7 – Período de estudos para o Planejamento da Operação (Fonte: ONS, 2002).

3.4.2 Custo Marginal de Operação

O conceito de custo marginal se baseia nos fundamentos da teoria microeconômica e é definido como a variação dos custos para uma dada variação na produção. Em sistemas elétricos, o custo marginal de operação pode ser entendido como o custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema, e é utilizado na formação do preço da energia elétrica.

Em sistemas de barra única, como mostra a Figura 3.8, o custo marginal pode ser facilmente observado como o custo da central mais cara não despachada.

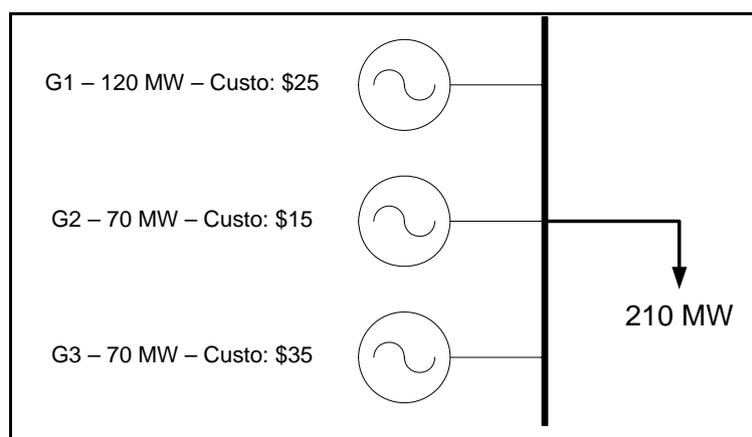


Figura 3.8 – Custo marginal em um sistema em barra única.

O problema da Figura 3.8 pode ser formulado como:

$$\min(c_1 G_1 + c_2 G_2 + c_3 G_3) \quad (3-1)$$

sujeito a

$$G_1 + G_2 + G_3 = 210 \quad (3-2)$$

$$G_1 \leq 120$$

$$G_2 \leq 70$$

$$G_3 \leq 70$$

$$G_1, G_2, G_3 \geq 0$$

Onde c_1, c_2, c_3 são os custos associados a cada gerador.

Em sistemas radiais o problema se torna mais complexo uma vez que as linhas de transmissão, com diferentes capacidades e perdas limitam o fluxo de potência até a carga. No entanto, nestes casos, o custo marginal pode ser obtido facilmente em simulação computacional através do **multiplicador de Lagrange** associado à solução do problema dual, que no caso do problema da Eq. 3-1, seria o multiplicador de Lagrange associado à restrição Eq. 3-2 (equação de atendimento à demanda) [C1982]. A solução do problema é mostrada na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Solução do problema da Figura 3.8

RESULTADO DA SIMULAÇÃO – VALORES ÓTIMOS			
	<i>Gerador 1</i>	<i>Gerador 2</i>	<i>Gerador 3</i>
Geração	120 MW	70 MW	20 MW
Multiplicadores de Lagrange	10	20	0
Custo Total	\$4750		

Na simulação pode-se notar que o custo marginal é de \$35 calculado pelo multiplicador de Lagrange associado à Eq. 3-2. É importante lembrar que o custo marginal está sempre associado a um ponto de operação, logo, pode ser alterado por todas as restrições elétricas do problema em questão. O papel dos **multiplicadores de Lagrange** é abordado com mais detalhes no Capítulo 4.

3.4.3 Planejamento da Operação Energética

O Planejamento da Operação Energética tem como objetivo a análise da evolução da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional e assim estabelecer os níveis de geração das usinas (despacho hidrotérmico) estimando assim, a evolução dos custos marginais de operação e a evolução dos níveis de armazenamento dos reservatórios para diversos cenários hidrológicos [O2002].

O Planejamento da Operação Energética contempla planejamentos e estudos com objetivos diferentes. São eles:

- Elaboração do Planejamento Anual da Operação Energética.
- Elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO.
- Elaboração da Avaliação Energética de Médio Prazo.
- Definição das Novas Usinas Despachadas de Forma Centralizada.
- Processamento de Informações Operacionais e de Custo de Usinas Termoelétricas.
- Gestão do Abastecimento de Combustíveis para Usinas Termoelétricas Cobertas pela CCC.
- Cálculo da Energia e Potência Asseguradas de Aproveitamentos Hidroelétricos.

Os estudos de planejamento da operação energética, por sua complexidade e volume de dados manipulados, são divididos em etapas: longo prazo, também chamada de plurianual; médio prazo ou anual; e curto prazo ou mensal.

As duas primeiras etapas de estudo – plurianual e anual – correspondem a um planejamento estratégico, no qual se analisa o desempenho do sistema para diferentes cenários operativos. Poder-se-ia desdobrar em torno dessas etapas, pois, além de importantes, são riquíssimas em conteúdo. Porém, a ênfase que é dada a este trabalho diz

respeito a operação a médio prazo (Anual). Dessa forma, cuida-se, daqui em diante, somente do Planejamento Anual da Operação Energética.

3.4.3.1 Planejamento Anual da Operação Energética

O Planejamento Anual da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional tem como objetivo estabelecer estratégias de médio prazo para a operação, através da análise das condições de atendimento ao mercado de energia e demanda no horizonte coberto por estes estudos. O Planejamento Anual da Operação Energética deverá fornecer resultados e estratégias para um cenário esperado e recomendações baseadas na análise dos rebatimentos de cenários alternativos, provendo subsídios aos Agentes Setoriais para que estes adotem as providências pertinentes às suas responsabilidades [O2002].

Este processo abrange um horizonte de análise de cinco anos com detalhamento em base mensal. Sua periodicidade é anual, com atualizações quadrimestrais. Os principais produtos nesse planejamento são:

- Funções de custo futuro a serem usadas na otimização da operação do sistema e no cálculo dos Custos Marginais de Operação.
- Elaboração das Curvas de Aversão ao Risco, segundo diretrizes da ANEEL.
- estimativas dos montantes de geração térmica, que servem como base para a composição da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis do Sistema Interligado - CCC, para subsidiar a ANEEL.
- Análise do atendimento à carga própria de energia e demanda, incluindo índices estatísticos de confiabilidade.
- Recomendações de adequação de cronogramas de manutenção, visando o atendimento à ponta do sistema e a otimização da operação.
- Estimativas dos benefícios marginais de interligações; estimativas para intercâmbios internacionais; estimativas de intercâmbios entre regiões; estimativas de evolução dos custos marginais de operação; análise da evolução da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional; produtividade média a ser utilizada no cálculo das energias naturais afluentes.

Um importante produto nesta fase são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Estas funções são utilizadas para encontrar os despachos ótimos de geração hidrotérmica, assunto abordado no capítulo 4. Juntamente com os despachos ótimos, também são calculados os custos marginais de operação e o preço da energia elétrica para cada subsistema.

3.5 Modelos Computacionais Utilizados

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. Nesse modelo, a carga e a função de custo de déficit podem ser representados em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre os subsistemas [C2004].

NEWDESP: Esse é um programa componente do sistema NEWAVE que serve para consulta às funções de custo futuro geradas pelo módulo de otimização (NEWAVE em si). Para sua execução existem dois modos: consulta e despacho. No modo consulta, com base nas informações de energia armazenada no final do mês e energias afluentes realizadas, para cada um dos subsistemas estudados no NEWAVE, é gerado um relatório com os valores da água para aquele mês.

No modo despacho, com base nos valores de energia armazenada no início de um mês e valores realizados e previstos de energias afluentes, o modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica equivalente e o despacho das usinas térmicas para cada subsistema. Como resultado desse processo são obtidos os custos marginais de operação para o período estudado, em cada patamar de carga considerado para cada subsistema. O modo despacho fornece diretamente os preços do MAE por patamar de carga para cada submercado [C2004].

DECOMP: Modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal e 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 valor esperado do custo de operação no primeiro estágio primeira semana, dado o conjunto de informações disponível: 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.

Nessa etapa de implementação, o modelo DECOMP está sendo utilizado no modo determinístico, sem a representação da aleatoriedade das vazões e com horizonte de um mês, representado nas semanas operativas [C2004]. A representação do processo é mostrada na Figura 3.10.

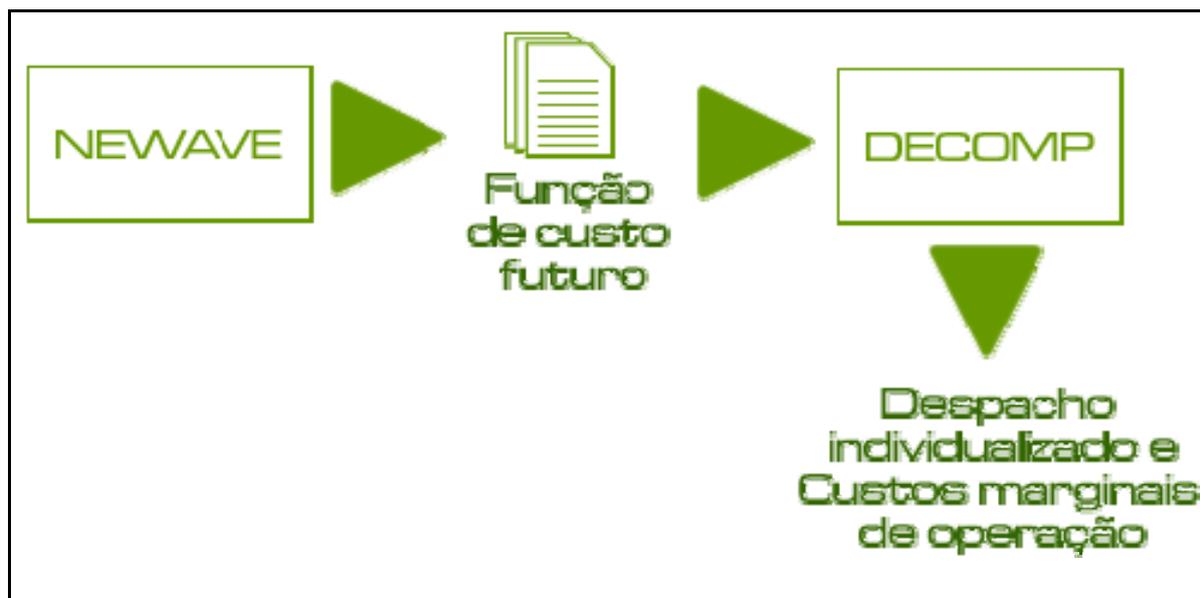


Figura 3.9 – Representação Determinística do Processo (Fonte: CCEE, 2005).

3.6 A curva de Aversão ao Risco

A Resolução nº109/2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica nos Programas Mensais de Operação realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica.

Uma dessas diretrizes é a curva bianual de segurança para o biênio 2004/2005, também denominada "curva de aversão ao risco". Esta curva representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de cada subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de aflúências, intercâmbios inter-regionais e carga, e com toda a geração térmica (inclusive as térmicas emergenciais da CBEE) despachada em sua produção máxima, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período [O2004B].

Em outras palavras, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da curva de aversão ao risco ao longo dos dois anos.

As curvas bianuais de segurança para o Sistema Interligado Nacional do biênio 2004-2005 (Figura 3.11), foram calculadas conforme apresentado nas Notas Técnicas ONS NT 155/2003, NT 157/2003 e NT 158/2003 - revisão 1, aprovadas pelas Resoluções ANEEL 164/2004 e 174/2004.

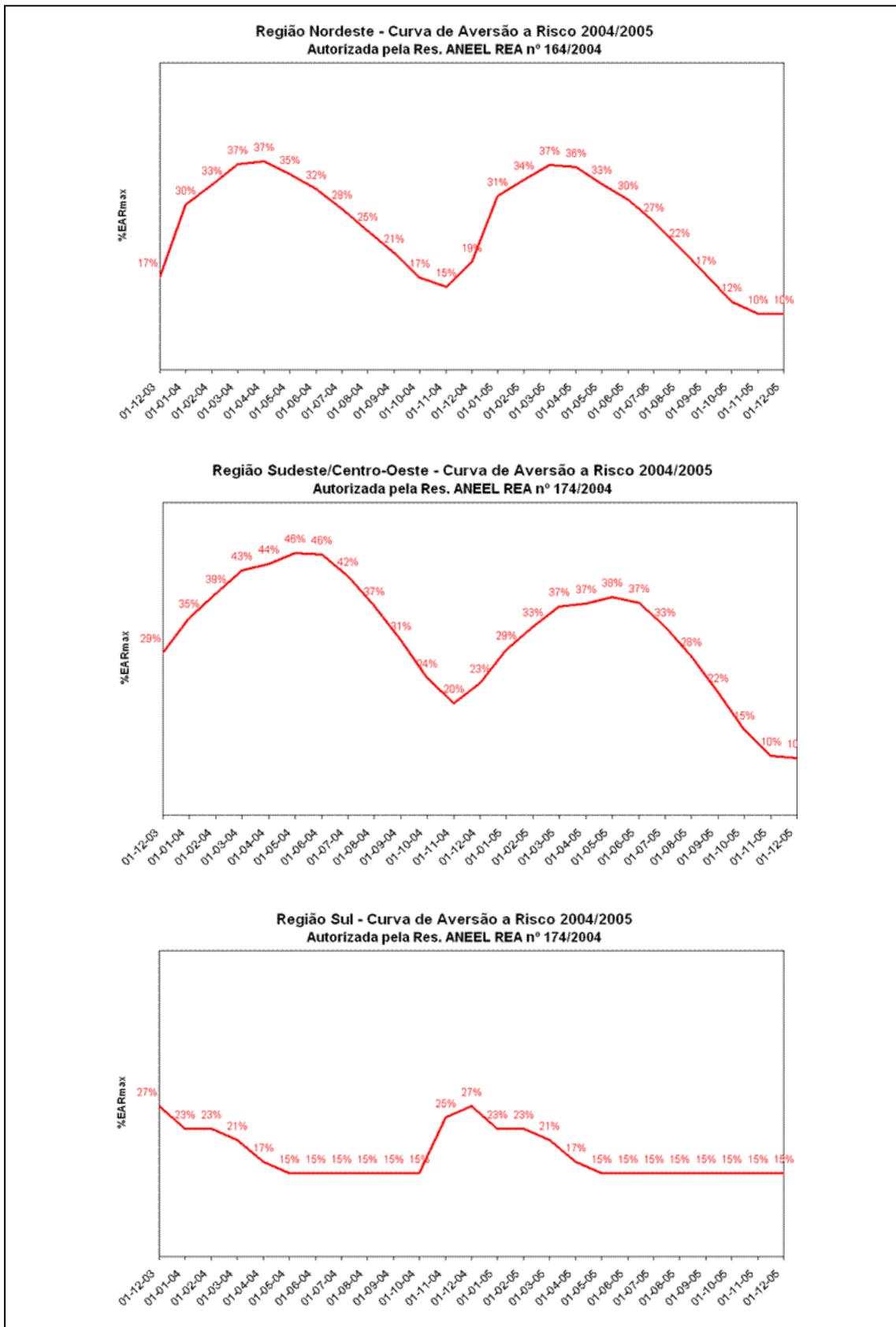


Figura 3.10 – Curvas de aversão ao risco (Fonte: ONS, 2004).

A metodologia para determinação das curvas de aversão ao risco é também apresentada nos Procedimentos de Rede - submódulo 23.4 - "Diretrizes e Critérios para Estudos Energéticos".

3.7 Conclusão

Neste capítulo são apresentados informações e conceitos importantes para o entendimento do sistema elétrico brasileiro, que por possuir muitas incertezas envolvidas em seu funcionamento, a dimensão do problema da alocação dos recursos energéticos e do despacho ótimo da geração, se torna de difícil compreensão pela maioria dos agentes envolvidos. A metodologia matemática utilizada para o planejamento da operação de todo o Sistema Interligado Nacional é abordada com detalhes no Capítulo 4.

Apresenta-se, em linhas gerais, o novo modelo de funcionamento do setor elétrico, o Sistema Interligado Nacional (SIN), e em seguida, os critérios tradicionais utilizados para o planejamento da sua operação elétrica e energética. Ainda, são apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas no setor e suas metodologias de cálculo, tanto para as operações de curto e médio prazo, quanto as suas utilizações na criação de cenários.

No capítulo 6 é analisada a inserção da energia eólica em larga escala no Sistema Interligado Nacional. Com isso, tomando o modelo de otimização existente como base, alguns critérios do planejamento da operação do sistema elétrico apresentados neste capítulo devem ser revistos de modo a atingir a operação ótima do sistema. Um destes critérios é o de que a energia eólica deve ser sempre entendida como energia de base, uma vez que não existe um "reservatório de ventos". No entanto, pode-se armazenar a energia eólica em forma de água quando se imagina a operação conjunta entre as fontes eólica e hidráulica. Este fato deve alterar de maneira sutil a operação do sistema no médio prazo e, significativamente, no curto prazo, tendo em vista que possíveis variações na sua geração devem ser compensadas pela geração hidráulica.

Capítulo 4

OTIMIZAÇÃO E O SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

4.1 Introdução

O sistema hidrotérmico brasileiro possui características que o tornam único em âmbito mundial. A maior parte da capacidade de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) é composta por usinas hidroelétricas distribuídas pelas quatro regiões geo-elétricas do país em oito principais bacias hidrográficas com reservatórios de regularização plurianual, responsáveis pela maior parte da energia acumulada no SIN.

Considerando a característica do SIN, constituído de múltiplas bacias com aproveitamentos hidroelétricos, com diferentes regimes hidrológicos, o sistema de transmissão não só foi desenvolvido para conectar geração e carga, mas também para permitir o máximo aproveitamento econômico da água nos reservatórios.

Desde meados da década de 1970, o sistema eletro-energético brasileiro é operado de forma coordenada, visando obter ganhos sinérgicos a partir da interação entre os agentes. A operação coordenada visa minimizar os custos globais de produção de energia elétrica, aumentando a confiabilidade do atendimento. Conceitualmente, a operação centralizada do Sistema Interligado Nacional está embasada na interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento ao mercado. A interdependência operativa é causada pelo aproveitamento conjunto dos recursos hidrelétricos, através da construção e da operação de usinas e reservatórios localizados em seqüência em várias bacias hidrográficas. Desta forma, a operação de uma determinada usina depende das vazões liberadas a montante por outras usinas que podem ser de outras empresas, ao mesmo tempo em que sua operação afeta as usinas a jusante, de forma análoga.

A integração eletro-energética entre os sistemas de produção e transmissão para o suprimento do mercado consumidor permite o aproveitamento ótimo da água, gerando energia ou armazenando nos reservatórios do SIN (onde for mais conveniente). A malha de transmissão existente funciona, neste caso, como verdadeiras usinas virtuais, transferindo energia entre as regiões geo-elétricas do país e tirando o melhor proveito da diversidade hidrológica entre as mesmas.

As usinas térmicas desempenham um papel estratégico relevante, pois garantem maior nível de segurança. Em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas térmicas são despachadas, permitindo o armazenamento de água nos reservatórios, visando assegurar o atendimento futuro.

Outras fontes de energia estão sendo incentivadas no sentido de prover alternativas para o atendimento energético. No caso da energia eólica, com grande potencial localizado na região Nordeste, existe ainda um fator adicional que permite um melhor aproveitamento dos recursos da região que é a complementaridade dos ventos em relação ao regime hidrológico das bacias.

De modo a aproveitar os recursos energéticos de forma eficiente, modelos matemáticos e ferramentas computacionais foram desenvolvidas. Este capítulo se dispõe a mostrar a modelagem do sistema hidrotérmico e a metodologia utilizada para a solução dos despachos ótimos em cada usina do sistema de forma a obter um custo mínimo e uma operação interligada eficiente.

4.2 Formulação do Despacho Hidrotérmico

Se as vazões afluentes aos reservatórios são conhecidas ao longo do período de planejamento, assim como também o volume inicial dos reservatórios, o problema de operação ótima de um sistema hidrotérmico é formulado como [M2000]:

$$Z = \min \sum_{t=1}^T \beta_t c_t w_t \quad (4-1)$$

sujeito a

$$v_{t+1,i} = v_{ti} + a_{ti} - u_{ti} - s_{ti} + \sum_{m \in M_i} (u_{tm} + s_{tm}) \quad (4-2)$$

$$\sum_{i \in I_{hk}} \rho_i u_{ti} + \sum_{j \in I_{\tau k}} g_{tj} + \sum_{l \in I_{\Omega k}} f_{tkl} = d_{tk} \quad (4-3)$$

$$f_{tkl} = \gamma_{kl} \Delta \theta_{tkl} \quad (4-4)$$

$$v_{t+1,i} \leq \bar{v}_i \quad (4-5)$$

$$u_{ti} \leq \bar{u}_i \quad (4-6)$$

$$g_{tj} \leq \bar{g}_j \quad (4-7)$$

$$f_{tkl} \leq \bar{f}_{tkl} \quad (4-8)$$

Onde:

T : Horizonte de Planejamento

β_t : Fator de Desconto Mensal

c_t : Vetor custo

w_t : Vetor contendo todas as variáveis do problema

v_{ti} : Volume armazenado na usina hidroelétrica i no início do estágio t

a_{ti} : Volume afluente à usina i durante o estágio t

u_{ti} : Volume turbinado pela usina i durante o estágio t

s_{ti} : Volume vertido na usina i durante o estágio t

M_i : Conjunto de usinas imediatamente a montante de i

g_{tj} : Geração térmica total na barra k no estágio t

f_{tkl} : Fluxo de potência DC da barra k para a barra l no estágio t

γ_{kl} : Reatância equivalente entre as barras k e l

θ_{tkl} : Diferença de ângulos entre as barras k e l no estágio t

d_{tk} : Demanda total na barra k no estágio t

\bar{v}_i : Volume máximo armazenável na usina i

- \bar{u}_i : Volume máximo turbinável da usina i
 I_{Hk} : Conjunto de usinas hidroelétricas na barra k
 I_{Tk} : Conjunto de usinas térmicas na barra k
 $I_{\Omega k}$: Conjunto dos fluxos de potência na barra k
 ρ_i : Produtividade da usina i

A Eq. 4-1 representa a função objetivo do problema: *A função que minimiza o custo operativo através da escolha ótima das variáveis envolvidas dadas as suas restrições.*

A restrição Eq. 4-2 representa o balanço hídrico nos reservatórios: *O volume armazenado ao final do estágio é igual ao volume armazenado no início do estágio mais o volume afluente, menos o volume turbinado e vertido, mais os volumes defluentes das usinas imediatamente a montante.*

A restrição Eq. 4-3 representa o atendimento ao mercado de energia: *A soma das gerações hidroelétricas (dadas pelo produto do volume turbinado u_{ii} pela produtividade ρ_i), das térmicas e dos fluxos em uma dada barra, deve ser igual à demanda desta barra em cada estágio.*

A restrição Eq. 4-4 representa a equação do fluxo de potência DC nas linhas de transmissão:

As restrições Eq. 4-5, Eq. 4-6, Eq. 4-7 e Eq. 4-8 representam os limites: *de armazenamento, turbinamento, de geração térmica e de carregamento nas linhas de transmissão.*

4.3 Programação Dinâmica Tradicional

A programação dinâmica é um processo de T etapas, as quais estão divididas em alguns passos sequenciais. O problema multi-estágios do despacho hidrotérmico pode ser representado na forma do seguinte problema de otimização linear [C1994]:

$$\begin{aligned}
 & \min(c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_Tx_T) & (4-9) \\
 & \text{sujeito a} \\
 & A_1x_1 & \geq b_1 \\
 & E_1x_1 + A_2x_2 & \geq b_2 \\
 & E_2x_2 + A_3x_3 & \geq b_3 \\
 & \vdots & \vdots \\
 & E_{T-1}x_{T-1} + A_Tx_T & \geq b_T
 \end{aligned}$$

As variáveis x representam as decisões de geração térmica e hidráulica (volumes turbinados e vertidos, volumes finais, níveis de geração, etc.) em cada estágio t . O custo associado a estas variáveis é dado por $c_t x_t$ e as restrições de operação do sistema (restrições hidráulicas, limites de volumes nos reservatórios, volumes turbinados, etc.) em cada etapa são representadas pelo conjunto de restrições $A_t x_t \geq b_t$. A influência na análise em um estágio t das decisões adotadas no estágio anterior, são representadas pela expressão $E_{t-1} x_{t-1}$.

Pode-se ainda expressar o problema Eq. 4-9 da forma:

Otimização e o Sistema Hidrotérmico Brasileiro

$$\begin{aligned} \min c_1 x_1 + \alpha_1(x_1) & \quad (4-10) \\ \text{sujeito a} & \\ A_1 x_1 & \geq b_1 \end{aligned}$$

Onde $\alpha_1(x_1)$ representa as conseqüências futuras das decisões adotadas no primeiro estágio. Logo, essa função é calculada como:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \min(c_2 x_2 + c_3 x_3 + \dots + c_T x_T) & \quad (4-11) \\ \text{sujeito a} & \\ A_2 x_2 & \geq b_2 - E_1 x_1 \\ E_2 x_2 + A_3 x_3 & \geq b_3 \\ & \vdots \\ E_{T-1} x_{T-1} + A_T x_T & \geq b_T \end{aligned}$$

Se o processo se repetir para o segundo estágio, teremos o problema linear:

$$\begin{aligned} \min c_2 x_2 + \alpha_2(x_2) & \quad (4-12) \\ \text{sujeito a} & \\ A_2 x_2 & \geq b_2 - E_1 x_1 \end{aligned}$$

Onde $\alpha_2(x_2)$ representa as conseqüências futuras das decisões adotadas no estágio $T-1$. Logo, essa função é calculada como:

$$\begin{aligned} \alpha_2(x_2) = \min(c_3 x_3 + c_4 x_4 + \dots + c_T x_T) & \quad (4-13) \\ \text{sujeito a} & \\ A_3 x_3 & \geq b_3 - E_2 x_2 \\ E_3 x_3 + A_4 x_4 & \geq b_4 \\ & \vdots \\ E_{T-1} x_{T-1} + A_T x_T & \geq b_T \end{aligned}$$

Se o processo se repetir para os estágios seguintes, no estágio $T-1$ teremos:

$$\begin{aligned} \min c_{T-1} x_{T-1} + \alpha_{T-1}(x_{T-1}) & \quad (4-14) \\ \text{sujeito a} & \\ A_{T-1} x_{T-1} & \geq b_{T-1} - E_{T-2} x_{T-2} \end{aligned}$$

Onde $\alpha_{T-1}(x_{T-1})$ representa as conseqüências futuras das decisões adotadas no segundo estágio. Logo, essa função é calculada como:

$$\begin{aligned} \alpha_{T-1}(x_{T-1}) = \min c_T x_T & \quad (4-15) \\ \text{sujeito a} & \\ A_T x_T & \geq b_T - E_{T-1} x_{T-1} \end{aligned}$$

Nota-se que $\alpha_T(x_T) = 0$, pois corresponde ao valor futuro das conseqüências deste estágio. Em resumo, o problema Eq. 4-9 pode ser escrito em função dos custos futuros de cada etapa:

$$\begin{aligned} \min c_1 x_1 + \alpha_1(x_1) \\ \text{sujeito a} \\ A_1 x_1 \geq b_1 \end{aligned} \quad (4-16)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \min c_2 x_2 + \alpha_2(x_2) \\ \text{sujeito a} \\ A_2 x_2 \geq b_2 - E_1 x_1 \end{aligned} \quad (4-17)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \alpha_2(x_2) = \min c_3 x_3 + \alpha_3(x_3) \\ \text{sujeito a} \\ A_3 x_3 \geq b_3 - E_2 x_2 \end{aligned} \quad (4-18)$$

E assim sucessivamente:

$$\begin{aligned} \alpha_{T-2}(x_{T-2}) = \min c_{T-1} x_{T-1} + \alpha_{T-1}(x_{T-1}) \\ \text{sujeito a} \\ A_{T-1} x_{T-1} \geq b_{T-1} - E_{T-2} x_{T-2} \end{aligned} \quad (4-19)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \alpha_{T-1}(x_{T-1}) = \min c_T x_T \\ \text{sujeito a} \\ A_{T-1} x_{T-1} \geq b_T - E_{T-1} x_{T-1} \end{aligned} \quad (4-20)$$

Para resolver o problema representado desta forma, necessita-se discretizar o vetor x em N valores discretos $(x_{i1}, x_{i2}, x_{i3}, \dots, x_{iN})$. Se forem calculados os custos futuros para cada um desses valores discretos $\{\alpha_i(x_{i1}), \alpha_i(x_{i2}), \dots, \alpha_i(x_{iN})\}$, se obtém uma função, que no caso de um problema de apenas uma variável, tem tipicamente a forma de um poliedro convexo como mostra a Figura 4.1.

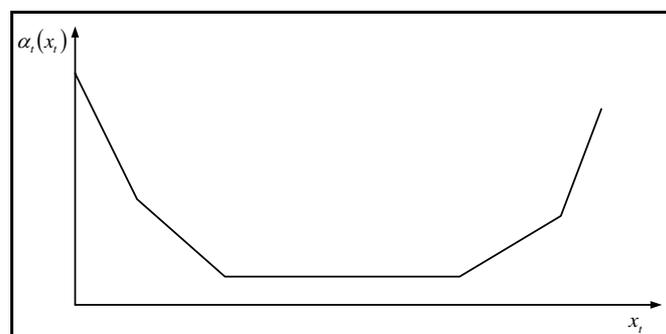


Figura 4.1 – Forma típica da função de custo futuro para o caso de uma variável.

4.3.1 O Problema da Dimensionalidade em Programação Dinâmica

Como pôde ser notado anteriormente, para resolver o problema de programação dinâmica representado pelas Eq. 4-16 à Eq. 4-20, necessita-se discretizar o vetor x em N valores discretos $(x_{t1}, x_{t2}, x_{t3}, \dots, x_{tN})$. Quanto mais discreto é o processo, a dimensão do problema a ser resolvido cresce de forma exponencial, inviabilizando o emprego da programação dinâmica. Quando o número de variáveis de estado é muito grande, caso de sistemas hidrotérmicos de grande porte, a busca do ótimo é muito dificultada devido ao grande número de possibilidades a serem analisadas em cada estágio, necessitando de grande esforço computacional e grande quantidade de memória [C1994].

Suponhamos que existam N_h reservatórios com N volumes discretos em cada estágio, e que a hidrologia seja representada por uma série de M afluições para cada reservatório. Então, o número de estados discretos totais a serem analisados pode ser dado pela seguinte equação:

$$NE_{Totais} = (N \cdot M)^{N_h} \quad (4-21)$$

Pela Eq. 4-21, pode-se notar que o problema da dimensionalidade de estados é um desafio para as melhores ferramentas de hardware existentes hoje. Por exemplo, para resolver o problema de despacho hidrotérmico utilizando 15 níveis para discretizar o volume de armazenamento e uma série hidrológica de 12 afluições, teremos:

$$1 \text{ reservatório} \quad \Rightarrow \quad (15 \cdot 12)^1 \quad = 180 \text{ Estados}$$

Se for considerado um sistema com as mesmas características, porém com um número maior de reservatórios, teremos:

$$2 \text{ Reservatórios} \quad \Rightarrow \quad (15 \cdot 12)^2 \quad = 32.400 \text{ estados}$$

$$3 \text{ Reservatórios} \quad \Rightarrow \quad (15 \cdot 12)^3 \quad = 5.832.000 \text{ estados}$$

$$4 \text{ Reservatórios} \quad \Rightarrow \quad (15 \cdot 12)^4 \quad = 1.049,76 \text{ milhões de estados}$$

$$5 \text{ Reservatórios} \quad \Rightarrow \quad (15 \cdot 12)^5 \quad = 188.956,8 \text{ milhões de estados}$$

Devido a este efeito, foi necessário desenvolver metodologias de otimização capazes de aproximar a solução do problema de despacho hidrotérmico com um mínimo esforço computacional. Assim, foram desenvolvidos métodos de decomposição de um problema de programação dinâmica. Neste capítulo, é apresentada a técnica de decomposição de Benders, com a qual não é necessário discretizar as variáveis de estado, evitando, assim, o problema da dimensionalidade.

4.4 Programação Dinâmica Determinística

A Programação Dinâmica Determinística é mais fácil de implementar em termos computacionais e pode representar o sistema de recursos hídricos de forma relativamente

detalhada. Padece, entretanto, do grave defeito de abordar como determinístico um problema reconhecidamente estocástico e, por esta razão, é aplicada adotando-se condições hidrológicas predefinidas, tais como, “seqüência de anos secos”, “período histórico mais crítico” e outras formulações semelhantes. A hipótese admitida neste tipo de abordagem é que a política ótima assim determinada seja igualmente eficiente quando ocorrerem eventos semelhantes no futuro.

Um dos aspectos estocásticos do problema pode ser tratado por meio da Programação Dinâmica Determinística resolvendo o problema de otimização para um conjunto de séries de vazões (histórica ou gerada sinteticamente), ou seja, para uma amostra representativa do universo. A hipótese, neste caso, é de que estas séries contenham implicitamente todo o “conhecimento” da hidrologia da região e que, portanto, os resultados da programação determinística incorporem este “conhecimento”. Uma vez realizada a otimização, procura-se expressar as regras de operação do sistema em forma de relações funcionais, normalmente determinadas por regressão entre variáveis de estado e variáveis de decisão. Usualmente estas relações são do tipo “vazão descarregada por um reservatório no mês $t+1$ em função do volume total armazenado no sistema no mês t ”, “volume que cada reservatório deve armazenar no mês $t+1$ em função do armazenamento total do sistema no mês t ” e outras regras semelhantes. As regras de operação determinadas desta forma podem ser testadas por meio de modelos de simulação e refinadas iterativamente por sucessivos testes. [C1994].

4.5 Decomposição de Benders

A decomposição de Benders ([B1962], [L1970]) é uma técnica conhecida para a solução de problemas lineares de grande porte que possuem uma estrutura em bloco diagonal. Particularmente, é uma técnica popular para resolver problemas lineares estocásticos multi-estágio [ZPR1997]. Por simplicidade de notação e sem comprometer a validade da metodologia, é mostrado o princípio de decomposição de Benders para um processo de dois estágios e, na seção seguinte, é mostrada a extensão da metodologia para o caso multi-estágios.

Considere o seguinte problema:

$$\begin{aligned} \min c_1 x_1 + c_2 x_2 & & (4-22) \\ \text{sujeito a} & \\ A_1 x_1 & \geq b_1 \\ E_1 x_1 + A_2 x_2 & \geq b_2 \end{aligned}$$

O problema Eq. 4-22 pode ser decomposto em dois estágios:

1º Estágio:

$$\begin{aligned} \min c_1 x_1 & & (4-23) \\ \text{sujeito a} & \\ A_1 x_1 & \geq b_1 \end{aligned}$$

2º Estágio:

$$\begin{aligned} \min c_2 x_2 & & (4-24) \\ \text{sujeito a} & \\ A_2 x_2 & \geq b_2 - E_1 x_1 \end{aligned}$$

No 1º estágio, são determinadas as variáveis x_1 que correspondem às variáveis de operação do sistema. Com esta solução é possível encontrar uma solução ótima para o 2º estágio através da solução do problema da Eq. 4-24. Note que no problema do 2º estágio, x_1 já é um valor conhecido, pois se encontra do lado direito da restrição. É importante observar que sempre existe uma solução para o problema da Eq. 4-24, uma vez que as variáveis operativas do primeiro estágio são determinadas.

Utilizando o conceito de Programação Dinâmica, podemos escrever o problema da Eq. 4-22 da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \min c_1 x_1 + \alpha_1(x_1) & & (4-25) \\ \text{sujeito a} & \\ A_1 x_1 & \geq b_1 \end{aligned}$$

Onde:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \min c_2 x_2 & & (4-26) \\ \text{sujeito a} & \\ A_2 x_2 & \geq b_2 - E_1 x_1 \end{aligned}$$

A função de custo futuro da Eq. 4-26 reflete os custos do 2º estágio como uma função das decisões x_1 do primeiro estágio. Se esta função é conhecida, o problema de duas etapas pode ser escrito como um problema de um único estágio. O princípio de Decomposição de Benders é uma técnica que permite construir, de forma iterativa, aproximações da função de custo futuro $\alpha_1(x_1)$ baseadas na solução do problema do 2º estágio. A estrutura da função de custo futuro pode ser caracterizada pelo dual do problema do 2º estágio.

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \max \pi(b_2 - E_1 x_1) & & (4-27) \\ \text{sujeito a} & \\ \pi' A_2' & \leq c_2 \end{aligned}$$

Onde π é o vetor coluna das variáveis duais, ou seja, dos ***multiplicadores de Lagrange*** (que medem a variações na função objetivo devido a variações marginais associadas à solução do problema primal da Eq. 4-26) [I1971]. Como o problema da Eq. 4-27 é um problema de programação linear, a sua solução ótima se encontra em um vértice de uma região dual viável, definida pelo conjunto de restrições:

$$\pi' A_2' \leq c_2 \quad (4-28)$$

Da teoria de programação linear, sabe-se que esta região é um poliedro convexo, e pode ser caracterizada pelos pontos extremos ou vértices $\pi = (\pi_1, \pi_2, \pi_3, \dots, \pi_p)$. Como a solução ótima corresponde a um vértice da região viável, o problema da Eq. 4-27 pode ser resolvido por enumeração:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \max \pi^v (b_2 - E_1 x_1) \\ \text{sujeito a} \\ \pi^v \in \Pi \end{aligned} \quad (4-29)$$

Ainda, o problema de maximização da Eq. 4-29 pode ser reescrito como um problema de minimização:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \min \alpha \\ \text{sujeito a} \\ \alpha \geq \pi^1 (b_2 - E_1 x_1) \\ \alpha \geq \pi^2 (b_2 - E_1 x_1) \\ \alpha \geq \pi^3 (b_2 - E_1 x_1) \\ \vdots \\ \alpha \geq \pi^p (b_2 - E_1 x_1) \end{aligned} \quad (4-30)$$

Como α é uma variável escalar maior ou igual a cada $\alpha \geq \pi^i (b_2 - E_1 x_1)$ para cada $i = (1, 2, 3, \dots, p)$, também será maior ou igual ao maior deles. Como a função objetivo do problema da Eq. 4-30 é minimizar α , pelo menos uma restrição estará ativa na solução ótima. Portanto, a solução deste problema é igual a solução ótima do problema da Eq. 4-29, e consequentemente a solução ótima do problema da Eq. 4-27.

Em um problema de programação linear, sabe-se que o valor da função objetivo do problema primal da Eq. 4-26 e do problema dual da Eq. 4.27 coincidem na solução ótima. Assim, pode-se concluir que as restrições $\alpha \geq \pi^i (b_2 - E_1 x_1)$ do problema da Eq. 4-30 definem a função $\alpha_1(x_1)$ do problema original da Eq. 4-25. Logo, este problema pode ser reescrito como:

$$\begin{aligned} \min c_1 x_1 + \alpha \\ \text{sujeito a} \\ A_1 x_1 \geq b_1 \\ \pi^1 (b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0 \\ \pi^2 (b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0 \\ \pi^3 (b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0 \\ \vdots \\ \pi^p (b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0 \end{aligned} \quad (4-31)$$

Onde α corresponde ao valor de uma função convexa definida por restrições lineares do tipo $\pi^i (b_2 - E_1 x_1)$, onde os π^i são os coeficientes dos hiperplanos de suporte (Figura 4.2).

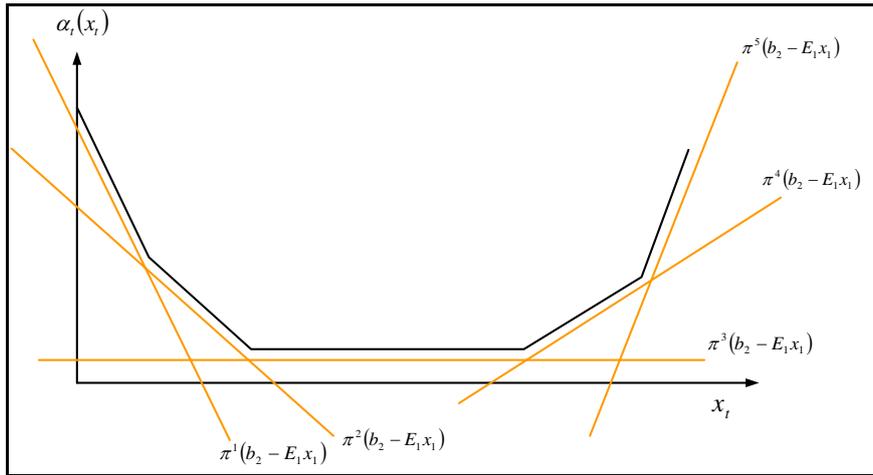


Figura 4.2 – Construção geométrica da função de custo futuro.

O conjunto de restrições $\pi^p(b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0$ pode ter grandes dimensões, mas somente algumas delas estarão ativas na solução ótima. Isto sugere a utilização de técnicas de relaxação, base do algoritmo de Benders. A idéia é obter, iterativamente, um subconjunto desses vértices e construir, a cada iteração, uma aproximação mais precisa da função de custo futuro. Um Algoritmo para a programação dinâmica dual em dois estágios é descrito a seguir:

Faça $i = 0, U_0 = \infty, L_0 = -\infty, F := \mathfrak{R}^n \times \{L_0\}$

Enquanto $U_i - L_i > TOL = 1$

1. Faça $i = i + 1$
2. Resolva o problema do primeiro estágio:

$$1^\circ \text{ Est.: } \min c_1 x_1 + \alpha_1(x_1)$$

sujeito a

$$\begin{aligned} A_1 x_1 &\geq b_1, \\ (x_1, \alpha) &\in F, \\ x_1 &\geq 0, \end{aligned}$$

para obter as variáveis **primais** ótimas (x_1^*, α^*) .

3. Faça $L_i = c_1 x_1^* + \alpha_i$
4. Resolva o problema do segundo estágio:

$$2^\circ \text{ Est.: } \alpha_1(x_1) = \min c_2 x_2$$

sujeito a

$$\begin{aligned} A_2 x_2 &\geq b_2 - E_1 x_1^*, \\ (x_1, \alpha) &\in F, \\ x_1 &\geq 0, \end{aligned}$$

para obter a variável **primal** x_2^* e a variável **dual** π^i .

5. Faça $U_i = \min\{U_{i-1}, c_1 x_1^* + c_2 x_2^*\}$
6. $F = F \cup \{(x_1, \alpha) \mid \pi^i(b_2 - E_1 x_1^*) \leq \alpha\}$

Fim Enquanto

OBS: No passo 6, poderia ter sido usada também a expressão alternativa para o corte de Benders, apresentada a seguir:

Seja $w^* = c_2 x_2^*$ a solução ótima do segundo estágio para a iteração i , e π^{i*} o vetor dos multiplicadores de Lagrange associados. Da igualdade de soluções ótimas do primal e do dual podemos escrever:

$$c_2 x_2^* = \pi^* (b_2 - E_1 x_1^*) = w^* \quad (4-32)$$

Colocando $\pi^* b_2$ em evidência, temos:

$$\pi^* b_2 = w^* + \pi^* E_1 x_1^* \quad (4-33)$$

Substituindo na expressão $\pi^* (b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0$, obtém-se a expressão alternativa para o corte de Benders:

$$\boxed{w^* + \pi^* E_1 (x_1^* - x_1) - \alpha \leq 0} \quad (4-34)$$

É importante ressaltar que no algoritmo apresentado não existe a necessidade de discretização das variáveis de estados x . Cada nova iteração gera uma aproximação da função de custo futuro em torno da solução obtida no primeiro estágio x_1^* . Ou seja, a cada iteração um novo corte é gerado com coeficiente π^* de forma a gerar aproximações da função de custo futuro para o seu valor ótimo.

4.5.1 Solução didática em um problema de dois estágios

Com o objetivo de demonstrar a seqüência de passos para a resolução do algoritmo de programação dinâmica dual, foi montado um sistema considerando o reservatório de São Simão (Figura 4.3) e um cenário de aflúências pessimista de acordo com as seguintes características [B2004]:

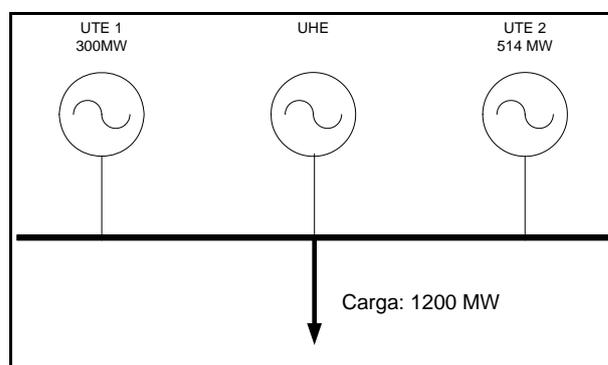


Figura 4.3 – Exemplo didático.

Dados do Sistema	
UTE 1	UTE 2
Pot.: 300 MW Custo: R\$ 35,91	Pot.: 514 MW Custo: R\$ 58,55
UHE	
Turbinamento Máximo: 2394,33 m ³ /s Vertimento Máximo: ∞ 7000 hm ³ < Volume útil < 12540 hm ³ Volume Inicial = 50% Volume Máximo Produtividade (ρ): 0,6093 Afluências: 650m ³ /s (Maio), 580m ³ /s (Junho)	
Custo de Déficit: R\$ 684,00	

Aqui se faz necessário a utilização de um fator de conversão de m^3/s em $hm^3/mês$ (um hectômetro cúbico = 1.000.000 de metros cúbicos). Considerando que os dois estágios representam os meses de Maio e Junho, define-se a constante $CONV_t$, assumindo os valores 2,6784 e 2,2592 respectivamente para os meses de Maio e Junho.

Utilizando a notação do problema da Eq. 4-25, temos:

$$b_1 = \begin{bmatrix} 9770 + 650 \cdot 2,6784 \\ 1200 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad b_2 = \begin{bmatrix} 580 \cdot 2,2592 \\ 1200 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Passo 1: $i = 0, U_0 = \infty, TOL = 1, \alpha_1(x_1) = 0$

Passo 2: Resolver o problema do primeiro estágio:

$$i = i + 1$$

$$\min c_1 x_1 + \alpha_1(x_1)$$

sujeito a

$$A_1 x_1 \geq b_1$$

$$\min [35,91 \quad 58,55 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 684,00] \cdot \begin{bmatrix} GT1_{1,i} \\ GT2_{1,i} \\ GH1_{1,i} \\ v_{1,i} \\ u_{1,i} \\ s_{1,i} \\ def_{1,i} \end{bmatrix} + 0,00$$

sujeito a

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & -\rho/2,6784 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} GT1_{1,i} \\ GT2_{1,i} \\ GH1_{1,i} \\ v_{1,i} \\ u_{1,i} \\ s_{1,i} \\ def_{1,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 11510,96 \\ 1200 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Cuja solução é:

$$\begin{bmatrix} GT1_{1,i} \\ GT2_{1,i} \\ GH1_{1,i} \\ v_{1,i} \\ u_{1,i} \\ s_{1,i} \\ def_{1,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 173,76 \\ 0 \\ 1026,24 \\ 7000 \\ 4510,96 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \text{ e } \alpha_i = 0$$

Passo 3: $L_i = c_1 x_1^* + \alpha_i$

$$L_i = [35,91 \quad 58,55 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 684,00] \cdot \begin{bmatrix} 173,76 \\ 0 \\ 1026,24 \\ 7000 \\ 4510,96 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + 0,00 = 6239,60$$

Passo 4: Resolver o problema do segundo estágio.

$$\alpha_1(x_1) = \min c_2 x_2$$

sujeito a

$$A_2 x_2 \geq b_2 - E_1 x_1$$

$$\alpha_1(x_1^*) = \min [35,91 \quad 58,55 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 684,00] \cdot \begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix}$$

sujeito a

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & -\rho/2,592 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1503,36 \\ 1200 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 173,76 \\ 0 \\ 1026,24 \\ 7000 \\ 4510,96 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Cuja solução é:

$$\begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 300 \\ 514 \\ 354,44 \\ 7000 \\ 1503,36 \\ 0 \\ 32,56 \end{bmatrix}$$

Passo 5: $U_i = \min\{U_{i-1}, c_1x_1^* + c_2x_2^*\}$

$$c_2x_2^* = [35,91 \quad 58,55 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 684,00] \cdot \begin{bmatrix} 300 \\ 514 \\ 354,44 \\ 7000 \\ 1503,36 \\ 0 \\ 32,56 \end{bmatrix} = 63138,78$$

$$U_i = \min\{\infty, 6239,60 + 63138,78\} = 69378,38$$

Passo 6: $U_i - L_i > 1$, logo o problema continua para o **passo 7**.

Passo 7: Sendo $\pi^* = [-160,8084 \quad 684 \quad -684]$ os multiplicadores de Lagrange correspondentes a solução do problema no **passo 4**, adiciona-se uma restrição ao problema resolvido no **passo 2** e o processo se reinicia.

$$i = i + 1$$

$$63138,78 + [-160,8084 \quad 684 \quad -684] \cdot \begin{bmatrix} -7000 + v_{1,2} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \alpha \leq 0 \quad (\text{corte alternativo Eq. 4-34})$$

$$\text{Simplificando, } 160,8084 \cdot v_{1,2} + \alpha \geq 1188797,5837$$

Passo 2 – 2ª Iteração: O mesmo problema do **passo 2** da **1ª Iteração** é resolvido porém agora com a adição da restrição calculada no **passo 7**.

$$\min c_1x_1 + \alpha_1(x_1)$$

sujeito a

$$A_1x_1 \geq b_1$$

$$160,8084 \cdot v_{1,2} + \alpha \geq 1188797,5837$$

Cuja solução é:

$$\begin{bmatrix} GT1_{1,i} \\ GT2_{1,i} \\ GH1_{1,i} \\ v_{1,i} \\ u_{1,i} \\ s_{1,i} \\ def_{1,i} \\ \alpha \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 263,08 \\ 0 \\ 936,92 \\ 7392,63 \\ 4118,33 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Passo 3 - 2ª Iteração: $L_i = c_1 x_1^* + \alpha_i = 9447,23$

Passo 4 - 2ª Iteração: Obtido o novo vetor de estados x_1^* o problema é resolvido para o segundo estágio:

$$\alpha_1(x_1^*) = \min[35,91 \quad 58,55 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 684,00] \cdot \begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix}$$

sujeito a

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & -\rho/2,592 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1503,36 \\ 1200 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 263,08 \\ 0 \\ 936,92 \\ 7392,63 \\ 4118,33 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Cuja solução é:

$$\begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 300 \\ 454,25 \\ 445,75 \\ 7000 \\ 1896 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Passo 5 - 2ª Iteração: $U_i = \min\{U_{i-1}, c_1 x_1^* + c_2 x_2^*\}$

$$c_2 x_2^* = [35,91 \quad 58,55 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 684,00] \cdot \begin{bmatrix} 300 \\ 454,25 \\ 445,75 \\ 7000 \\ 1896 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = 37369,45$$

$$U_i = \min\{69378,38; 9447,23 + 37369,45\} = 46816,68$$

Passo 6 - 2ª Iteração: $U_i - L_i > 1$, logo o problema continua para o **passo 7**.

Passo 7 - 2ª Iteração: Sendo $\pi^* = [-13,7651 \quad 58,55 \quad -58,55]$ os multiplicadores de Lagrange correspondentes a solução do problema no **passo 4** desta **2ª Iteração**, adiciona-se assim, mais uma restrição ao problema resolvido no **passo 2** e o processo se reinicia.

$$i = i + 1$$

$$37369,34 + [-13,7651 \quad 58,55 \quad -58,55] \cdot \begin{bmatrix} -7392,63 + v_{1,2} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \alpha \leq 0 \quad (\text{corte alternativo Eq. 4-34})$$

Simplificando, $13,7651 \cdot v_{1,2} + \alpha \geq 139129,8267$

Passo 2 - 3ª Iteração: Resolve-se novamente o problema do primeiro estágio com a adição da restrição calculada no **passo 7** da **2ª Iteração**. O Problema se torna:

$$\min c_1 x_1 + \alpha_1(x_1)$$

sujeito a

$$A_1 x_1 \geq b_1$$

$$160,8084 \cdot v_{1,2} + \alpha \geq 1188797,5837$$

$$13,7651 \cdot v_{1,2} + \alpha \geq 139129,8267$$

Cuja solução é:

$$\begin{bmatrix} GT1_{1,i} \\ GT2_{1,i} \\ GH1_{1,i} \\ v_{1,i} \\ u_{1,i} \\ s_{1,i} \\ def_{1,i} \\ \alpha \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 300 \\ 514 \\ 386 \\ 9814,25 \\ 1696,70 \\ 0 \\ 0 \\ 4035,55 \end{bmatrix}$$

Passo 3 - 3ª Iteração: $L_i = c_1 x_1^* + \alpha_i = 44903,25$

Passo 4 - 3ª Iteração: Obtido o novo vetor de estados x_1^* o problema é resolvido para o segundo estágio:

$$\alpha_1(x_1^*) = \min[35,91 \quad 58,55 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 684,00] \cdot \begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix}$$

sujeito a

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & -\rho/2,592 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1503,36 \\ 1200 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 300 \\ 514 \\ 386 \\ 9814,25 \\ 1696,70 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Cuja solução é:

$$\begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 184,93 \\ 0 \\ 1015,07 \\ 7000 \\ 4317,62 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Passo 5 - 3ª Iteração: $U_i = \min\{U_{i-1}, c_1x_1^* + c_2x_2^*\}$

$$c_2x_2^* = [35,91 \quad 58,55 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 684,00] \cdot \begin{bmatrix} 184,93 \\ 0 \\ 1015,07 \\ 7000 \\ 4317,62 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = 6640,77$$

$$U_i = \min\{46816,68; 40867,70 + 6640,77\} = 46816,68$$

Passo 6 - 3ª Iteração: $U_i - L_i > 1$, logo o problema continua para o **passo 7**.

Passo 7 - 3ª Iteração: Sendo $\pi^* = [-8,44 \quad 35,91 \quad -35,91]$ os multiplicadores de Lagrange correspondentes a solução do problema no **passo 4** desta **3ª Iteração**, adiciona-se assim, mais uma restrição ao problema resolvido no **passo 2** da **3ª Iteração** e o processo se reinicia.

$$i = i + 1$$

$$6640,77 + [-8,44 \quad 35,91 \quad -35,91] \cdot \begin{bmatrix} -9814,26 + v_{1,3} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \alpha \leq 0 \quad (\text{corte alternativo Eq. 4-34})$$

Simplificando, $8,4424 \cdot v_{1,3} + \alpha \geq 89497,0589$

Passo 2 - 4ª Iteração: Resolve-se novamente o problema do primeiro estágio com a adição da restrição calculada no **passo 7** da **3ª Iteração**. O Problema se torna:

$\min c_1x_1 + \alpha_1(x_1)$
sujeito a

$$A_1x_1 \geq b_1$$

$$160,8084 \cdot v_{1,2} + \alpha \geq 1188797,5837$$

$$13,7651 \cdot v_{1,2} + \alpha \geq 139129,8267$$

$$8,4424 \cdot v_{1,3} + \alpha \geq 89497,0589$$

Cuja solução é:

$$\begin{bmatrix} GT1_{1,i} \\ GT2_{1,i} \\ GH1_{1,i} \\ v_{1,i} \\ u_{1,i} \\ s_{1,i} \\ def_{1,i} \\ \alpha \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 300 \\ 402,65 \\ 497,35 \\ 9324,80 \\ 2186,16 \\ 0 \\ 0 \\ 10773 \end{bmatrix}$$

Passo 3 - 4ª Iteração: $L_i = c_1 x_1^* + \alpha_i = 45121,05$

Passo 4 - 4ª Iteração: Obtido o novo vetor de estados x_1^* o problema é resolvido para o segundo estágio:

$$\alpha_1(x_1^*) = \min[35,91 \quad 58,55 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 684,00] \cdot \begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix}$$

sujeito a

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & -\rho/2,592 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1503,36 \\ 1200 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 300 \\ 402,65 \\ 497,35 \\ 9324,80 \\ 2186,16 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Cuja solução é:

$$\begin{bmatrix} GT1_{2,i} \\ GT2_{2,i} \\ GH1_{2,i} \\ v_{2,i} \\ u_{2,i} \\ s_{2,i} \\ def_{2,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 300 \\ 0 \\ 900 \\ 7000 \\ 3828,16 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Passo 5 - 4ª Iteração: $U_i = \min\{U_{i-1}, c_1x_1^* + c_2x_2^*\}$

$$c_2x_2^* = [35,91 \quad 58,55 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 684,00] \cdot \begin{bmatrix} 300 \\ 0 \\ 900 \\ 7000 \\ 3828,16 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = 10773$$

$$U_i = \min\{46816,68; 34348,05 + 10773\} = 45121,05$$

Passo 6 - 4ª Iteração: $U_i - L_i = 0$, logo o processo iterativo convergiu e a solução ótima foi encontrada. ☺!

A Figura 4.4 mostra os cortes de benders necessários para se chegar à solução final onde $\alpha = 10773$ e $v_{1,4} = 9324,80 \text{hm}^3$.

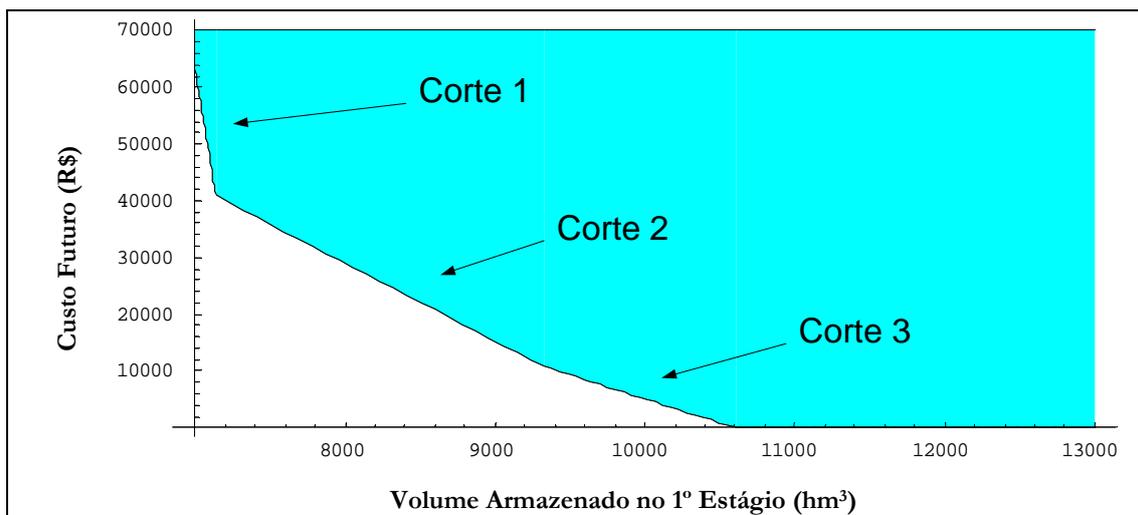


Figura 4.4 – Cortes de Benders utilizados na 4ª Iteração.

A Tabela 4.1 mostra o processo de convergência. Se ao invés de usar Programação Dinâmica Dual, o problema fosse resolvido através de um único problema de despacho Eq. 4-9, a solução ótima seria exatamente a mesma, ou seja, com custo igual a R\$45.121,05.

Tabela 4.1 – Convergência do processo iterativo da PDD

Iteração	L (R\$)	U (R\$)
1	6239,60	69378,38
2	9447,23	46816,68
3	44903,25	46816,68
4	45121,05	45121,05

4.5.2 Extensão para um problema de múltiplos estágios

Para problemas com múltiplos estágios a teoria de programação dinâmica dual pode ser estendida da seguinte forma:

Seja o problema linear:

$$\begin{aligned} \min & (c_1 x_1 + c_2 x_2 + c_3 x_3 + \dots + c_T x_T) & (4-35) \\ \text{sujeito a} & \\ & A_1 x_1 & \geq b_1 \\ & E_1 x_1 + A_2 x_2 & \geq b_2 \\ & E_2 x_2 + A_3 x_3 & \geq b_3 \\ & \dots & \vdots \\ & E_{T-1} x_{T-1} + A_T x_T & \geq b_T \end{aligned}$$

O problema anterior descrito na Eq. 4-35 pode ser representado como:

$$\begin{aligned} \min & c_1 x_1 + \alpha_1(x_1) & (4-36) \\ \text{sujeito a} & \\ & A_1 x_1 \geq b_1 \end{aligned}$$

Onde $\alpha_1(x_1)$ representa as conseqüências futuras das decisões do primeiro estágio nas decisões dos demais estágios. A função $\alpha_1(x_1)$ pode ser representada por:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \min & (c_2 x_2 + c_3 x_3 + \dots + c_T x_T) & (4-37) \\ \text{sujeito a} & \\ & A_2 x_2 & \geq b_2 - E_1 x_1 \\ & E_2 x_2 + A_3 x_3 & \geq b_3 \\ & \dots & \vdots \\ & E_{T-1} x_{T-1} + A_T x_T & \geq b_T \end{aligned}$$

Repetindo o processo $T - 2$ vezes, temos:

$$\begin{aligned} \alpha_{T-2}(x_{T-2}) = \min & c_{T-1} x_{T-1} + \alpha_{T-1}(x_{T-1}) & (4-38) \\ \text{sujeito a} & \\ & A_{T-1} x_{T-1} \geq b_{T-1} - E_{T-2} x_{T-2} \end{aligned}$$

Onde $\alpha_{T-1}(x_{T-1})$ é a função custo futuro do penúltimo estágio.

$$\begin{aligned} \alpha_{T-1}(x_{T-1}) = \min & c_T x_T & (4-39) \\ \text{sujeito a} & \\ & A_{T-1} x_{T-1} \geq b_T - E_{T-1} x_{T-1} \end{aligned}$$

Assim, apresenta-se um algoritmo para a solução do problema em múltiplos estágios [B2004]:

Passo 1: Faça $J = 0; U = \infty$ e aproximação inicial para a função de custo futuro $\hat{\alpha}_t(x_t) = 0$ para $t = (1, \dots, T), \forall x_t$ (isto significa que não está disponível nenhuma informação sobre o conjunto de pontos extremos, ou seja, vértices da região dual associados à cada estágio).

Passo 2: Resolver o problema relaxado do 1º Estágio:

$$\begin{aligned} & \min c_1 x_1 + \alpha_1(x_1) \\ & \text{sujeito a} \\ & A_1 x_1 \geq b_1 \\ & \pi_2^j (b_2 - E_1 x_1) - \hat{\alpha}_1 \leq 0 \quad j = 1, \dots, J \end{aligned}$$

obter a solução ótima: (x_1^*, α_1^*)

Passo 3: $L_i = c_1 x_1^* + \hat{\alpha}^*$

Passo 4: Repita para $t = (2, \dots, T)$ (Simulação “Forward”):

$$\begin{aligned} & \hat{\alpha}_{t-1}(x_{t-1}) = \min c_t x_t + \hat{\alpha}_t \\ & \text{sujeito a} \\ & A_t x_t \geq b_t - E_{t-1} x_{t-1}^* \quad (\text{representam as restrições do estágio } t) \\ & \pi_{t+1}^j (b_{t+1} - E_t x_t) - \hat{\alpha}_t \leq 0 \quad (\text{representam a aproximação da} \\ & \quad \text{função de custo futuro} \\ & \quad \text{ou} \\ & w_{t+1}^* + \pi_{t+1}^j E_t (x_t^* - x_t) - \hat{\alpha}_t \leq 0 \quad \hat{\alpha}_{t-1}(x_{t-1}), \text{ exceto para } t = T, \\ & \quad \text{onde } \hat{\alpha}_t \text{ é sempre igual a zero}) \end{aligned}$$

obter a solução ótima: (x_t^*, α_t^*)

Passo 5: O conjunto de vetores $(x_1^*, x_2^*, x_3^*, \dots, x_T^*)$ é uma solução viável do problema Eq. 4-35, mas não necessariamente a solução ótima. Portanto,

$$U_J = \min \left\{ U_{J-1}, \sum_{t=1}^T c_t x_t^* \right\}$$

Passo 6: Considerando que TOL é uma tolerância pré-especificada, verifique se $U - L < TOL$. Em caso afirmativo, a solução ótima é o conjunto de vetores $(x_1^*, x_2^*, x_3^*, \dots, x_T^*)$ associados a U . Caso contrário vá para o **passo 7**.

Passo 7: Faça $J = J + 1$

Repita para $t = (T, T - 1, \dots, 2)$ (Simulação “Backward”):

$$\begin{aligned} & \min c_t x_t + \hat{\alpha}_t \\ & \text{sujeito a} \\ & A_t x_t \geq b_t - E_{t-1} x_{t-1}^* \\ & \pi_{t+1}^j (b_{t+1} - E_t x_t) - \hat{\alpha}_t \leq 0 \\ & \text{ou} \\ & w_{t+1}^* + \pi_{t+1}^j E_t (x_t^* - x_t) - \hat{\alpha}_t \leq 0 \end{aligned} \quad (4-40)$$

(exceto para $t = T$, onde $\hat{\alpha}_t$ é sempre igual a zero)

obter a solução ótima: (x_t^*, α_t^*)

Seja π_t^j o vetor de multiplicadores de Lagrange associados ao conjunto de restrições do problema Eq. 4-40 na solução ótima. π_t^j mede a variação do custo de operação do estágio t até o final do período de planejamento T devido a variações marginais nos níveis de armazenamento dos reservatórios no início do estágio t (ou final do estágio t-1), representados por x_{t-1}^* . Estes multiplicadores serão utilizados para formar uma nova restrição do tipo $\pi_t^j (b_t - E_{t-1} x_{t-1}) - \hat{\alpha}_{t-1} \leq 0$ (Corte de Benders) que será adicionada à função $\hat{\alpha}_{t-1}(x_{t-1})$, obtendo-se uma nova aproximação.

Passo 8: Vá para o **passo 2**.

Observa-se que o passo 4 do algoritmo (simulação “Forward”) tem dois objetivos:

1. Cálculo de um limite superior U.
2. Seleção dos pontos $(x_t^*; t = 1, \dots, T)$, em torno dos quais são geradas novas aproximações para a função de custo futuro.

4.6 Conclusão

Este capítulo apresentou o método matemático de otimização do despacho hidrotérmico utilizado no sistema elétrico brasileiro. No capítulo 6 será feita a inserção da geração eólica utilizando a mesma metodologia aqui empregada. Como é comentada no capítulo 3, a fonte eólica deve ser considerada como geração de base. Para que isto ocorra, esta deve utilizar um custo de produção inferior ao das outras fontes, e não o seu custo real de produção de forma que esta geração seja sempre escolhida no processo de despacho. Isto ocasionará com que as funções de custo futuro, bem como o custo de operação de todo o sistema possuam um valor diferente do real, necessitando que sejam corrigidas no final do processo.

Vale ressaltar que o processo posterior de correção de custos não interfere na metodologia de otimização apresentada neste capítulo.

Capítulo 5

ASPECTOS DA GERAÇÃO EÓLICA

5.1 Introdução

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores no caso da geração de energia elétrica, ou através de cata-ventos e moinhos para trabalhos mecânicos, como por exemplo, o bombeamento de água.

Aproveitamentos eólicos são comumente estudados em duas fases distintas. A primeira trata do estudo do chamado “recurso eólico”, ou seja, da movimentação dos ventos em diferentes direções e sentidos e o seu comportamento ao longo do tempo em uma determinada localidade. Já a segunda, trata sobre as características do sistema físico responsável pela extração dessa energia primária e sua conversão em outra forma aproveitável de energia de maneira eficiente.

Os ventos, fonte primária da energia eólica, constituem um recurso renovável, porém incerto quanto a sua continuidade. Contudo, no mercado mundial já existem sistemas eólicos capazes de se adaptar melhor às condições de variação dos ventos e a sua incerteza. Os sistemas eólicos de grande porte, geralmente constituídos de rotores de grande diâmetro, possuem geradores capazes de suportar variações dos ventos sem sofrerem alteração na conversão de energia devido a sua grande inércia e sistemas de compensação aerodinâmica nas pás. Assim, esta tecnologia permite que a potência gerada e entregue à rede elétrica não sofra das mesmas variações na continuidade do regime dos ventos.

O Brasil possui um potencial energético estimado de 272,2 TWh/ano a ser explorado, segundo o Atlas Eólico Brasileiro – 2001. A conjuntura atual do setor elétrico brasileiro – crescimento da demanda, escassez de oferta e restrições financeiras, socioeconômicas e ambientais à expansão do sistema – indica que o suprimento futuro de energia elétrica exigirá maior aproveitamento de fontes alternativas. O planejamento e a regulação da oferta de energia devem buscar formas de suprimento energético compatíveis com as potencialidades energéticas e as necessidades socioeconômicas nacionais e regionais. É preciso que cada fonte ou recurso energético seja estrategicamente aproveitado, visando à maximização dos benefícios proporcionados, a eficiência e a minimização dos impactos negativos ao meio ambiente e à sociedade [A2001].

A tecnologia eólica evolui rapidamente e novos sistemas eólicos continuam a ser projetados de forma e serem cada vez mais eficientes, no que diz respeito ao rendimento de todo o conjunto conversor, e mais adaptáveis em locais de clima inóspito, superando, assim, os desafios de novos projetos.

Existem diversos tipos de arranjos aerodinâmicos que aproveitam a energia dos ventos de modo a exercerem algum tipo de trabalho. Dentre estes muitos, neste capítulo são

abordados, principalmente, os sistemas de geração eólica que possuem rotores de eixo horizontal, cujo uso para geração de energia elétrica vem sendo o mais difundido.

5.2 O Regime dos Ventos

Os ventos estão presentes em todos os lugares, e escoam com maior frequência em algumas áreas e menor em outras, com maior ou menor intensidade em alguns meses do ano ou em certas horas do dia. Os ventos ainda variam sobre a superfície terrestre de acordo com um padrão indefinido e, também, variam em direção e sentido. Podem escoar do norte para o sul em alguns meses do ano e em outros, do sul para o norte. Ainda, podem variar de direção frequentemente em curtos intervalos de tempo.

Uma melhor escolha da configuração de um sistema eólico para o regime dos ventos de uma localidade faz com que o nível de aproveitamento desta “jazida” de ventos seja maior, aproveitando o potencial local.

O vento, comparado com o recurso de outras importantes fontes tradicionais de energia, é um recurso variável no tempo e no espaço. Diz-se variável no espaço por ser dependente do local e das condições geográficas. Para um dado local, diz-se variável no tempo por possuir alterações das suas grandezas (direção, sentido e intensidade) ao longo do período de tempo analisado e, assim, se divide em quatro classes: anual, mensal, diário e curto-prazo.

Meteorologistas geralmente concordam que são necessários cerca de trinta anos de dados para se determinar um comportamento dos valores climáticos de uma região, e cerca de cinco anos para se conseguir um valor confiável de velocidade média anual dos ventos. De fato, quanto mais dados anuais sobre um determinado sítio ou localidade forem coletados, as características do vento se tornam mais óbvias, fazendo com que o previsor seja mais confiável.

Assim, o estudo do regime dos ventos tem como finalidade avaliar o comportamento dos ventos no futuro, com vistas ao seu aproveitamento como uma fonte de energia.

5.3 Os Ventos: Mecanismos e Origem

Os ventos, basicamente, são ocasionados pelas diferenças de pressão causadas pelo aquecimento irregular do sol sobre a superfície da Terra. Enquanto o sol aquece o ar, a água e o solo de um lado da Terra, o outro lado é resfriado por radiação térmica para o espaço. Diariamente a rotação da Terra espalha esse ciclo de aquecimento e resfriamento sobre sua superfície. Mas, nem toda a superfície da Terra responde ao aquecimento da mesma forma. Por exemplo, um oceano se aquecerá mais lentamente que as terras adjacentes, pois a água possui uma capacidade maior de armazenar calor. Dessa diferente taxa de aquecimento e resfriamento são criadas enormes massas de ar com temperatura, mistura e características diferentes. A colisão entre essas massas de ar gera os ventos na Terra.

O ar é aquecido no Equador e flui para os pólos. Se a Terra não rodasse, existiria apenas uma grande “célula de ar” em cada hemisfério. A **Força de Coriolis** resultante da rotação da Terra impede o ar que sobe no Equador de chegar aos pólos e gera uma componente dominante este/oeste no fluxo das células de circulação atmosférica e oceânica (Figura 5.1). Assim, o ar aquecido pela radiação solar nas regiões tropicais que tende a subir e deslocar-se para as regiões polares, após percorrer aproximadamente um terço da distância total entre o equador e os pólos, começa a tomar um movimento descendente devido a sua temperatura que já é suficientemente baixa (diminui 1°C a 2°C por dia) e o ar decresce rapidamente. Parte da massa de ar descendente dirige-se em direção ao Equador formando a *célula tropical* ou *célula de Hadley* (uma em cada hemisfério) e o restante continua em direção aos pólos. Este restante, junto à superfície da terra, sofre um novo aquecimento e assume um movimento ascendente para formar a *célula temperada* ou *célula de Ferrel* (uma em cada hemisfério). Novamente, uma parcela deste ar ascendente toma a direção polar formando a *célula polar* (uma em cada hemisfério) [H2001A].

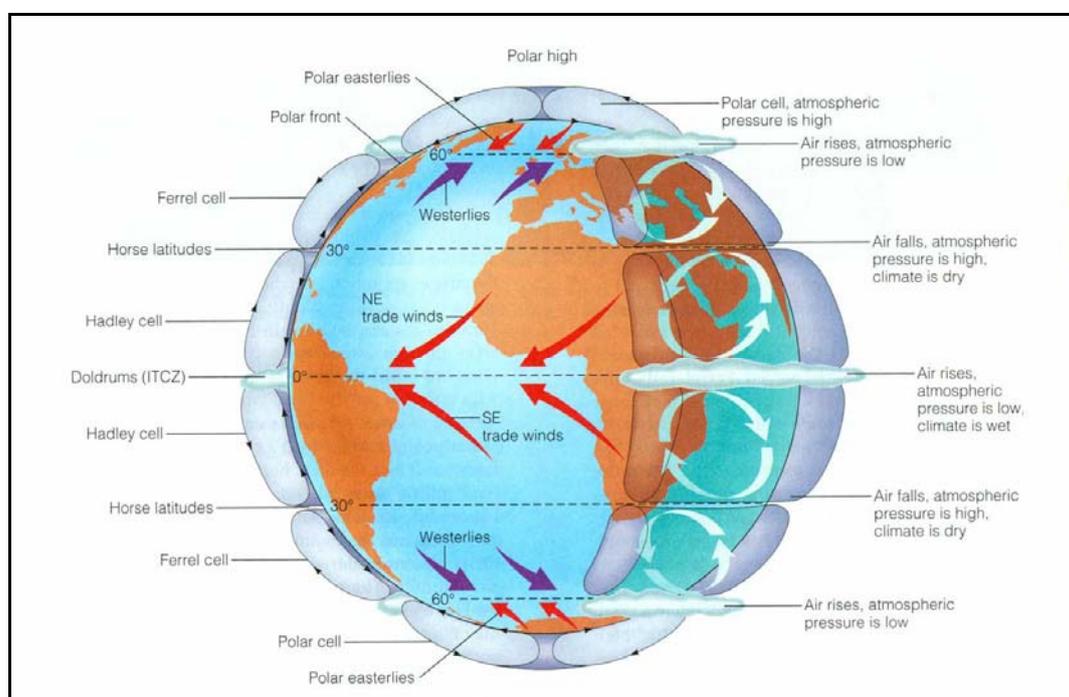


Figura 5.1 – Modelo de circulação global de seis células (Fonte: PAGE, 2002).

A **Força de Coriolis**, nas latitudes dominadas pelas células de Hadley, faz com que os ventos junto à superfície soprem vindo da direção nordeste; são os ventos alísios - nos hemisférios norte e sul. Os **Ventos alísios** (ventos tropicais de Leste) alimentam a zona tropical de baixa pressão onde o ar quente e úmido sofre um movimento convectivo ascendente e, ao ganhar altura, resfria-se condensando o vapor d'água com a sua precipitação em forma de chuva. Estes ventos convergem para uma área no Equador chamada “Zona Intertropical de Convergência”, produzindo uma estreita banda de nuvens e trovoadas que rodeia o globo, sendo mais bem definida sobre os oceanos.

Nas regiões subtropicais, perto das latitudes de 30°, surgem sistemas de alta pressão resultante do movimento descendente de ar das células de Hadley. Estas regiões

caracterizam-se por possuírem índices pluviométricos baixíssimos, onde se encontram as regiões mais áridas do planeta: desertos do Saara, de Gobi, do México (no hemisfério norte) e os desertos da Austrália, e Kalahari (no hemisfério sul). Estas regiões também são conhecidas como zonas de calmaria subtropicais.

Nas regiões de entre 30-60° de latitude sopram os **Ventos Dominantes de Oeste**. Esta é uma região com um fluxo invertido de superfície. O ar desce a 30°, com o fluxo de ar vindo do equador e sobe a 60° com o fluxo de ar na célula polar. Os ventos tentam fluir para norte no Hemisfério Norte e para sul no Hemisfério Sul, mas são defletidos pelo efeito de Coriolis para um fluxo de oeste.

Nas regiões de entre 60-90° de latitude sopram os **Ventos Polares de Leste**. O ar frio e denso que chega aos pólos cria uma zona de altas pressões de origem térmica e o ar desce e flui depois de este para oeste (efeito de Coriolis) até chegar a cerca de 60° de latitude, onde começa a subir.

5.3.1 Brisas, Vales e Montanhas

Ventos Locais caracterizam-se por se manifestar em pequena escala. São, no entanto, de grande importância para a determinação precisa dos sítios onde os sistemas eólicos são instalados. Nas regiões costeiras de oceanos e lagos são observados os fenômenos das **brisas marinhas e terrestres** (Figura 5.2).

Quando comparada com a água, a terra possui uma capacidade maior de refletir os raios solares. Como consequência, durante o dia, a temperatura do ar sobre a terra aumenta mais do que sobre a água e sobe. Forma-se então uma corrente de ar, do mar para a terra, de modo a substituir o ar que subiu. Este fenômeno é conhecido como **Brisa Marinha**. À noite, a temperatura da terra cai mais rapidamente que a temperatura da água e assim, estabelece-se o fenômeno da **Brisa Terrestre** que sopra da terra para o mar.

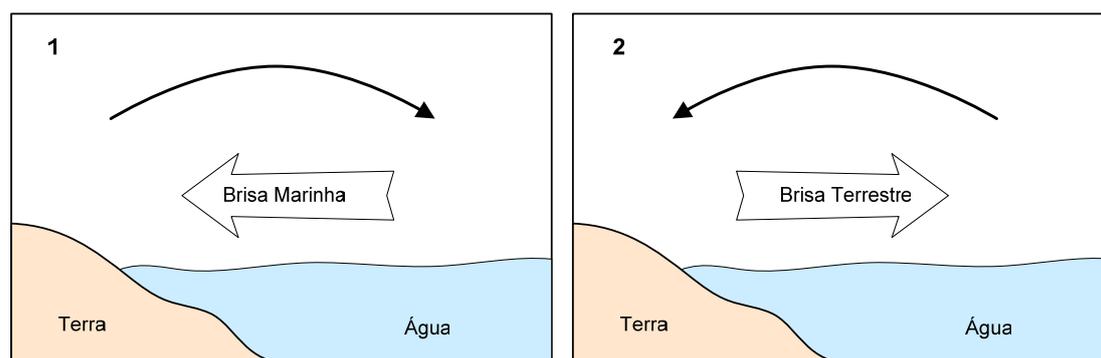


Figura 5.2 – Período Diurno (1) e Período Noturno (2).

Normalmente, a brisa terrestre possui uma intensidade menor que a brisa marinha devido a menor diferença de temperatura que se estabelece no período noturno. Quando essa diferença é grande e diurna, podem ser esperadas brisas marinhas relativamente fortes durante as horas da tarde e no começo da noite.

As brisas marinhas mais intensas são encontradas naquelas regiões subtropicais secas, ao longo da costa oeste de continentes onde há um oceano frio. É precisamente nessas regiões que o vento predominante é geralmente fraco e a brisa marinha local é na verdade quase a única fonte de energia eólica por grande parte do ano.

Outra manifestação local dos ventos é observada nos vales encravados entre morros e montanhas (Figura 5.3). Durante o dia o ar quente e normalmente úmido viaja paralelamente à superfície da terra, empurrado por ventos de alta pressão. Nas encostas das montanhas este se eleva perdendo gradualmente a temperatura. Eventualmente o vapor se condensa em gotas de água. O ar mais frio desce sobre o vale para substituir o ar que subiu. No período noturno, novamente a direção em que sopra os ventos é revertida e o ar frio das montanhas desce e se acumula nos vales [H2001A].

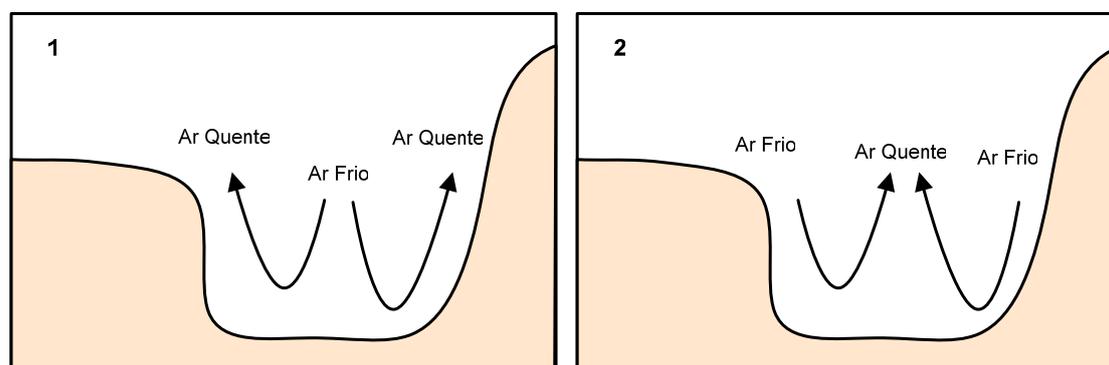


Figura 5.3 – Período Diurno (1) e Período Noturno (2).

5.4 Fatores que influenciam no regime dos ventos

O comportamento estatístico do vento ao longo do dia é um fator influenciado pela variação de velocidade do vento ao longo do tempo. As características topográficas de uma região também influenciam o comportamento dos ventos uma vez que, em uma determinada área, podem ocorrer diferenças de velocidade ocasionando a redução ou aceleração na velocidade vento. Além das variações topográficas e também de rugosidade do solo, a velocidade também varia seu comportamento com a altura.

Tendo em vista que a velocidade do vento pode variar significativamente em curtas distâncias (algumas centenas de metros), os procedimentos para avaliar o local no qual se deseja instalar turbinas eólicas devem levar em consideração todos os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento. Entre os principais fatores de influência no regime dos ventos destacam-se:

- A variação da velocidade com a altura;
- A rugosidade do terreno, que é caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções;
- Presença de obstáculos nas redondezas;

- Relevo – que pode causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar

As informações necessárias para o levantamento das condições regionais podem ser obtidas a partir de mapas topográficos e de uma visita ao local de interesse para avaliar e modelar a rugosidade e os obstáculos. O uso de imagens aéreas e dados de satélite também contribui para uma análise mais acurada.

5.4.1 Perfil Vertical dos Ventos (Variação com a altura)

A rugosidade de um terreno constitui-se de um conjunto de elementos formado por árvores, arbustos, vegetação rasteira e pequenas construções sobre a superfície do solo, que oferece resistência à passagem do vento e desvia a sua rota além de causar pequenas turbulências na superfície. A rugosidade de uma área é determinada pela altura e distribuição dos seus elementos. Quanto mais densa e mais alta for a sua formação, maior será a rugosidade e, portanto, maior será a dificuldade que o vento terá para se deslocar.

Chama-se de *Camada Limite Atmosférica* (CLA) – a parte da troposfera que é diretamente influenciada pela presença da superfície terrestre e que responde às suas interações através da sua rugosidade. Esta camada se estende a grandes alturas onde, em geral, o escoamento em seu interior é feito de modo turbulento. Uma vez que a altura das turbinas eólicas não ultrapassa a camada limite, elas estão sujeitas a turbulências, logo, é importante conhecer o perfil da velocidade do vento ao longo de uma seção transversal, ou seja, o perfil da velocidade em relação à altura.

O estabelecimento da camada limite terrestre é complexo e sofre a influência de diversos fatores, incluindo aqueles de origem térmica, que podem causar instabilidade na atmosfera. Tomando como referência resultados conhecidos da Mecânica dos Fluidos, foram desenvolvidos modelos que visam simular, mesmo que de forma aproximada, o estabelecimento da camada limite terrestre. Para utilização em problemas relacionados com o aproveitamento da energia eólica em suas diversas aplicações, costuma-se apresentar a distribuição de velocidade com a altura utilizando-se os modelos da “*Lei da Potência*” e a “*Lei Logarítmica*”.

O modelo mais simples é representado pela *Lei de Potência* (Power Law), que resulta de estudos da camada limite sobre uma placa plana. Este modelo apresenta a vantagem de ser de fácil utilização e a desvantagem de apresentar erros de precisão quanto ao seu uso generalizado. Assim o **Perfil Vertical do Vento**, utilizando a **lei de potência**, é expresso por:

$$V(z) = V(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r} \right)^n \quad (5-1)$$

onde $V(z)$ é a velocidade de vento na altura z , $V(z_r)$ é a velocidade na altura de referência z_r , e n é um parâmetro que está diretamente associado à rugosidade da

superfície. O valor de n comumente utilizado em áreas litorâneas é $n = 1/7$. A Tabela 5.1 apresenta alguns valores do fator n para diferentes tipos de superfície.

Tabela 5.1 – Fator n para diferentes tipos de superfície.

Descrição do Terreno	Fator n
SUPERFÍCIE LISA: LAGO OU OCEANO.	0,10
GRAMA BAIXA.	0,14
VEGETAÇÃO RASTEIRA (ATÉ 0,3M), ÁRVORES OCASIONAIS.	0,16
ARBUSTOS, ÁRVORES OCASIONAIS.	0,20
ÁRVORES, CONSTRUÇÕES OCASIONAIS.	0,22 À 0,24
ÁREAS RESIDENCIAIS.	0,28 À 0,40

Fonte: [H1985].

Outro modelo, um pouco mais complexo, é representado pela *Lei Logarítmica* e leva em consideração o fato de que o escoamento na atmosfera é altamente turbulento. A modelagem utiliza o conceito de comprimento de mistura (mixing length), definido com a utilização da constante de von Kármán (k_c) e do comprimento de rugosidade (Z_0), que considera que a superfície da terra nunca se apresenta perfeitamente lisa.

Para velocidades elevadas, o perfil vertical do vento que sopra sobre um terreno plano e razoavelmente homogêneo, pode ser modelado usando-se a Lei Logarítmica, expressa por:

$$V(z) = \frac{v_*}{k_c} \cdot \ln \frac{z}{z_0} \quad (5-2)$$

Onde $V(z)$ é a velocidade do vento na altura z acima do nível do solo, z_0 é o comprimento da rugosidade, k_c é a constante de von Kármán ($k_c = 0,4$) e v_* é a velocidade de atrito, que está relacionada com a tensão de cisalhamento em uma superfície τ e com a massa específica do ar ρ , dada pela seguinte expressão:

$$\tau = \rho \cdot v_*^2 \quad (5-3)$$

A modelagem do perfil vertical através da lei logarítmica é frequentemente utilizada para estimar a velocidade do vento em uma determinada altura a partir de uma altura de referência. Para isto, escrevem-se duas expressões para perfis logarítmicos, uma para a altura de referência z_r , e outra para a altura z . Relacionando as duas expressões, temos o Perfil Vertical do Vento utilizando a lei logarítmica expresso por:

$$V(z) = V(z_r) \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (5-4)$$

Onde $V(z)$ é a velocidade do vento na altura z acima do nível do solo, $V(z_r)$ é a velocidade do vento na altura de referência z_r acima do nível do solo, e z_0 é o comprimento da rugosidade. A Figura 5.4 mostra valores utilizados de z_0 segundo o Atlas Eólico Europeu.

Ainda neste modelo se observa que o perfil do vento se desvia do perfil logarítmico quando z é superior a algumas centenas de metros. Estes desvios são devidos às forças de empuxo da turbulência. Porém, da mesma forma que o aquecimento diurno aumenta a turbulência e mantém mais constante o perfil vertical com a altura e a rugosidade deixa de ser a característica mais relevante., com o resfriamento noturno da superfície, a turbulência diminui e isso faz com que o perfil vertical tenha um crescimento mais rápido com a altura.

Assim, necessita-se acrescentar ao modelo os parâmetros necessários para descrever o fluxo de calor na superfície. Logo, para casos mais genéricos utiliza-se a expressão:

$$V(z) = \frac{v_*}{k_c} \cdot \left[\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \Psi\left(\frac{z}{L}\right) \right] \quad (5-5)$$

Onde Ψ é uma função empírica [TP1989]. O novo parâmetro, introduzido nesta expressão é chamado de comprimento de mistura, L , e é dado por:

$$L = \frac{T_0}{k_c g} \cdot \frac{c_p v_*^3}{H_0} \quad (5-6)$$

Onde T_0 é a temperatura absoluta, H_0 é o fluxo de calor na superfície, c_p é o calor específico do ar à pressão constante e g é a aceleração da gravidade.

5.4.2 Mudanças na Rugosidade

A superfície da terra não é uniforme e sua composição e arranjos mudam de acordo com a região (Figura 5.4).

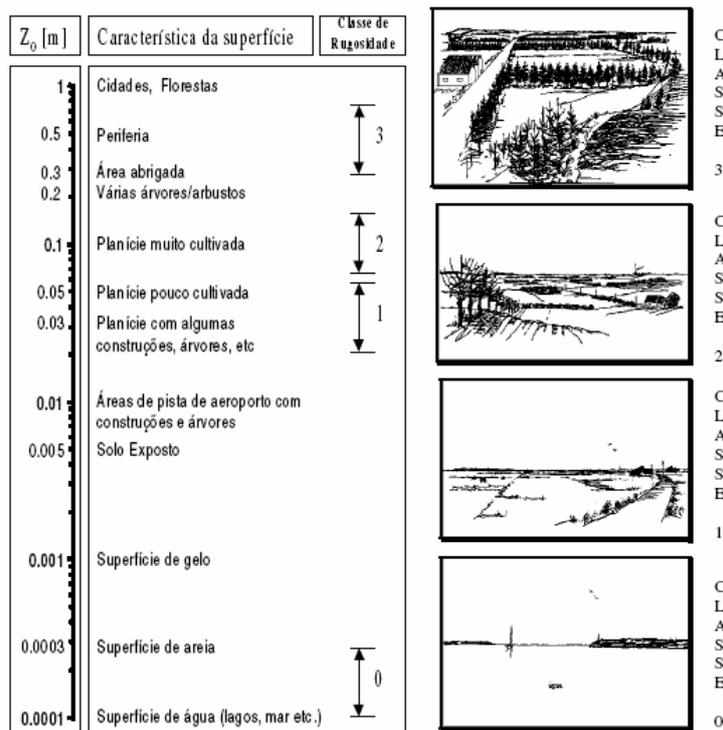


Figura 5.4 – Comprimentos de Rugosidade. (Fonte: [MTP1993]).

5.4.3 Mudanças de direção

Existem duas maiores razões para mudanças na direção dos ventos. A primeira é sazonal devido à circulação global dos ventos, e a segunda é devido às variações diurnas e de curto prazo. As mudanças de direção devido à sazonalidade chegam a ser menores que 30° graus nas regiões tropicais e até mais que 180° graus em regiões temperadas [H2001B]. O registro contínuo da velocidade dos ventos permite associar uma distribuição da direção com que o vento sopra. A representação desta distribuição é conhecida como *Rosa dos Ventos* (Figura 5.5).

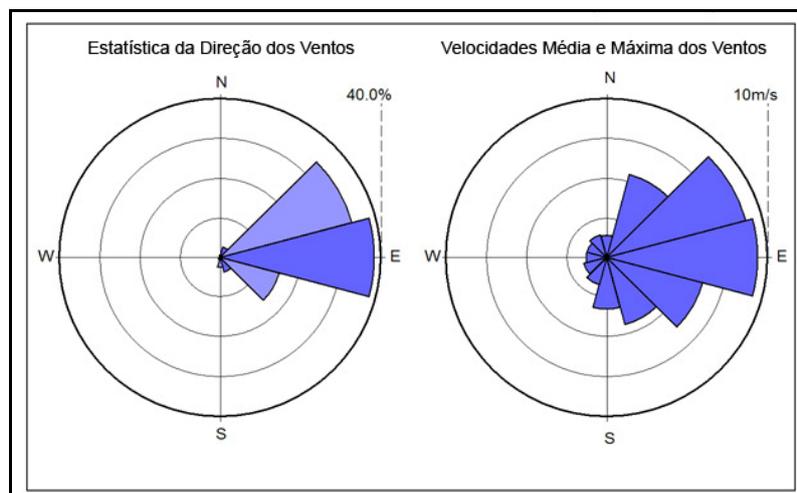


Figura 5.5 – Rosa dos Ventos.

A rosa dos ventos consiste em um gráfico polar dividido em setores, geralmente de 30° graus, onde se exhibe a freqüência de ocorrência de ventos por setor, ou a distribuição de valores de velocidade associados a esta freqüência de ocorrência.

A identificação da direção predominante de ventos é de fundamental importância quando se pretende instalar parques eólicos. Se uma grande quantidade de energia trazida pelos ventos sopra de uma determinada direção, é interessante que se tenham menos obstáculos possíveis nesta direção, assim como um terreno de menor rugosidade. No posicionamento destes parques, a direção dos ventos também é importante para que se evite ao máximo a instalação de rotores eólicos que trabalhem na esteira de outros. Isto se deve ao fato de que o vento quando deixa a turbina possui um regime turbulento devido ao movimento da turbina (“Wake Effect”).

Geralmente, devido aos fatores construtivos dos rotores eólicos, utiliza-se turbinas eólicas espaçadas de algo em torno de 3 à 5 vezes o seu diâmetro por uma distância perpendicular ao vento predominante, e espaçadas de 5 à 10 vezes seu diâmetro em uma distância paralela ao vento predominante, de forma a evitar que as turbinas sofram dos efeitos turbulentos provocados pelas turbinas a montante (Figura 5.6) [D2003].

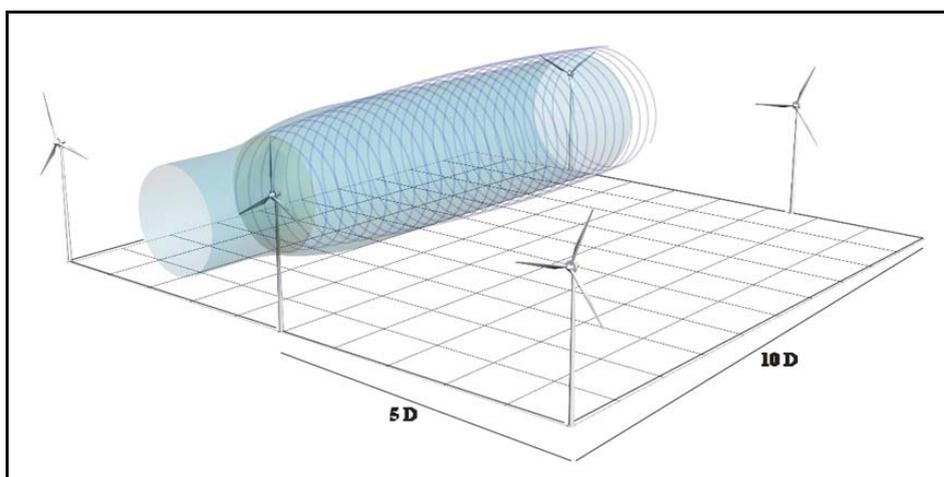


Figura 5.6 – Regime Turbulento (Wake Effect).

5.5 Mecanismos de Captação da Energia Eólica

O ar movendo-se ao redor de um cilindro em repouso exerce sobre ele forças que, devido à sua forma, possuem um comportamento característico. A resultante destas forças denomina-se de **Força Aerodinâmica**. De acordo com a componente dominante da força aerodinâmica sobre o corpo, podem-se identificar dois tipos de mecanismo de captação da energia eólica. A Figura 5.7 ilustra os mecanismos de captação quando a componente dominante é a força de arrasto e quando a componente dominante é a força de sustentação.

No primeiro caso (mecanismo de arrasto), o cilindro em repouso sofre a ação de apenas uma força (**D**) caracterizada pelos diversos efeitos da interação entre o ar e o cilindro. Esta força (força de arrasto) tende a deslocar o cilindro na direção da massa de ar.

No segundo caso (mecanismo de sustentação), o cilindro passa a ter uma velocidade angular como indica a Figura 5.7, provocando com isso o efeito de que o ar tenha uma velocidade maior na parte superior do cilindro do que na sua parte inferior ocasionando (de acordo com Bernoulli) uma diferença de pressão entre as duas extremidades. Como a pressão na sua parte inferior é maior, devido a uma velocidade menor, surge uma resultante conhecida como força de sustentação – **L** (Efeito Magnus) sobre o cilindro.

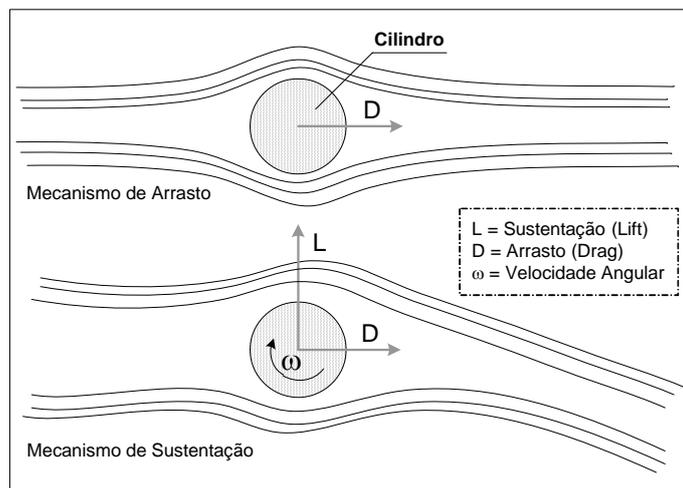


Figura 5.7 – Mecanismos de Captação da Energia Eólica.

O produto da conversão da energia dos ventos pode ser beneficiado por estes dois tipos de mecanismos, de acordo com o tipo de aplicação. Geralmente, rotores eólicos que utilizam mecanismos de arrasto são utilizados para o acionamento de bombas hidráulicas, moedores e cortadores, por possuírem baixas velocidades e altos torques no seu eixo.

Sistemas eólicos para geração de energia elétrica, geralmente, utilizam *mecanismos de sustentação*, devido à possibilidade de se obter maiores vantagens dos efeitos aerodinâmicos no sentido de aumentar a eficiência da conversão de energia, diminuir esforços em toda a estrutura e reduzir o ruído causado pelo deslocamento das pás dos rotores eólicos.

5.5.1 Tipos de Rotores Eólicos

Um *Rotor Eólico* é o componente responsável pela conversão da energia dos ventos em energia mecânica. Este componente é formado por pás e pela parte onde estas são conectadas. Uma importante classificação dos rotores eólicos leva em consideração a orientação do seu eixo: Os rotores que operam com *eixo horizontal* são os mais difundidos quanto a utilização da energia eólica para geração de energia elétrica (Figura 5.8).

Os rotores de *eixo vertical* têm nos rotores Darrieus e Savonius seus dois representantes mais conhecidos. A característica mais importante destes rotores é a sua operação indiferente da direção dos ventos, o que dispensa um mecanismo de orientação. Os rotores de eixo vertical não utilizam torres, permitindo que os pesados componentes (gerador, sistema de transmissão, etc.) sejam colocados junto ao solo. Por outro lado,

estes sistemas não possuem torque para a partida, sendo necessário um motor elétrico para esta função, além de apresentarem bom desempenho somente em locais de ventos muito intensos.

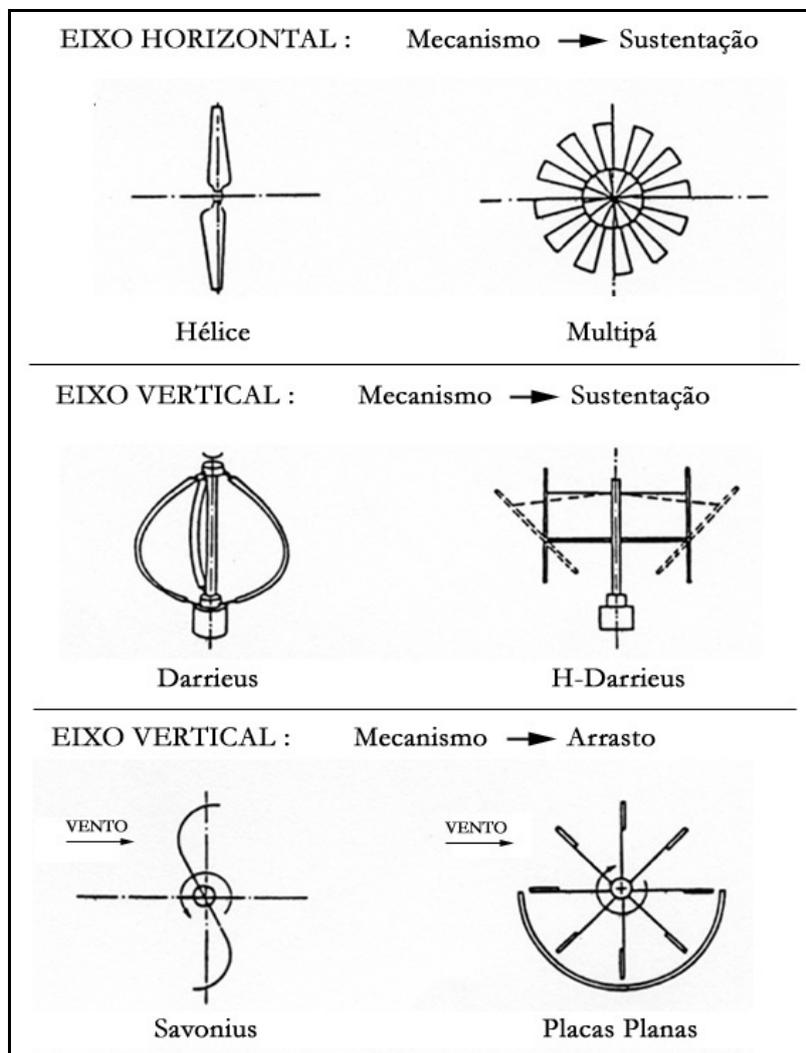


Figura 5.8 – Tipos de Rotores Eólicos.

A classificação de rotores eólicos é importante para uma análise dos mecanismos utilizados para a captação e conversão da energia dos ventos em energia mecânica. As características destes mecanismos são importantes, também, para a análise do comportamento dinâmico do sistema, pois delas resultam em diferentes modelos matemáticos para a avaliação do desempenho de um sistema eólico frente a diferentes condições de vento [D2001].

5.5.2 Tipos de Controle de Potência em Rotores Eólicos

Geralmente, grandes turbinas são projetadas para ter sua produção máxima de energia com ventos em torno de 15 m/s. No caso de ventos muito fortes é necessário deixar de aproveitar parte da energia dos ventos de forma a evitar um dano estrutural na turbina.

Por isso, os rotores eólicos são providos de dispositivos de controle de potência. Existem três tipos de dispositivos utilizados atualmente que executam esta tarefa em rotores eólicos modernos, são eles: Pitch, Stall e Stall Ativo (Active Stall) [D2003].

5.5.2.1 Controle por Pitch

Em uma turbina eólica com controle por **pitch**, os sensores eletrônicos verificam a potência gerada várias vezes por segundo. Quando a potência gerada se torna muito alta, é enviada uma ordem para os mecanismos de angulação das pás do rotor para que girem aumentando o ângulo de ataque e, conseqüentemente, diminuindo o aproveitamento da energia dos ventos. Assim que a velocidade do vento diminui, as pás do rotor giram novamente diminuindo o ângulo de ataque de modo a aproveitar mais a energia dos ventos. Como as pás do rotor são capazes de girar em torno do seu eixo longitudinal, diz-se que turbinas eólicas deste tipo possuem controle por pitch.

Durante a operação normal da turbina, as pás do rotor giram frações de graus por vez enquanto a turbina eólica também gira na busca por uma melhor direção de ventos mais intensos. Isto requer um controle principal inteligente para que as pás do rotor girem exatamente na quantidade requerida, deixando-as em um ângulo “ótimo”, que maximize a energia gerada.

5.5.2.2 Controle por Stall

Em uma turbina eólica com controle por **stall**, as pás do rotor não giram, isto é, possuem um ângulo fixo. No entanto, a geometria do perfil das pás é projetada de modo que, no momento que o vento atinge uma velocidade muito alta, a própria pá cria uma turbulência na face que não confronta o vento, reduzindo o mecanismo de sustentação que produz o empuxo no rotor.

Olhando-se uma pá de rotor eólico com controle de stall, vemos que esta é levemente torcida ao longo do seu eixo longitudinal. Isto é feito para que a pá sofra o efeito de stall gradualmente ao invés de uma reação abrupta quando o vento atinge seu valor crítico, dentre também outras razões.

A grande vantagem do controle por stall é evitar a existência de partes móveis no rotor eólico e um complexo sistema hidráulico de controle. Por outro lado, o controle por stall representa um complexo problema de projeto aerodinâmico das pás, que leva a desafios de projeto de toda a turbina eólica, como, por exemplo, evitar vibrações induzidas pelo processo de stall.

5.5.2.3 Controle por Stall Ativo (*active stall*)

Um número cada vez maior de turbinas eólicas (1 MW e acima) estão sendo desenvolvidas com o mecanismo de controle de **stall ativo**. Tecnicamente, estes rotores somam as tecnologias de controle de pitch e stall, logo, possuem pás de ângulo variável. Em velocidades baixas (até a nominal) estas operam como as turbinas com controle de

pitch, porém com frações angulares maiores para o controle das pás. Quando a velocidade do vento ultrapassa a velocidade nominal, o sistema de controle gira as pás do rotor na direção oposta a que as turbinas de controle por pitch giram, ocasionando um stall mais intenso.

Uma das vantagens do controle por stall ativo é que é possível controlar a geração de energia mais precisamente do que com o sistema de controle por stall, evitando um “overshooting” de potência em casos de ventos de rajada como mostra a Figura 5.9. Outra vantagem deste controle é que a turbina eólica é capaz de operar na velocidade nominal para grandes velocidades de vento. Uma turbina com controle de stall usualmente teria que reduzir a energia gerada, já que o efeito de stall reduz o empuxo do rotor.

5.5.2.4 Outros métodos de Controle

Algumas turbinas eólicas antigas usam ailerons (flaps) para controlar a extração de energia feita pelo rotor, justamente como os aviões usam flaps para alterar a geometria das asas, aumentando a área de sustentação para a decolagem.

Outra possibilidade teórica é a de dirigir toda a turbina eólica para uma direção de menor velocidade de ventos de forma a diminuir a potência gerada. Esta técnica é utilizada somente por pequenas turbinas eólicas (1 kW ou menos), e faz com que o rotor esteja sujeito a variações cíclicas de stress, que, se aplicado a turbinas de grande porte, danificariam a estrutura inteira da turbina eólica, incluindo a torre [D2003].

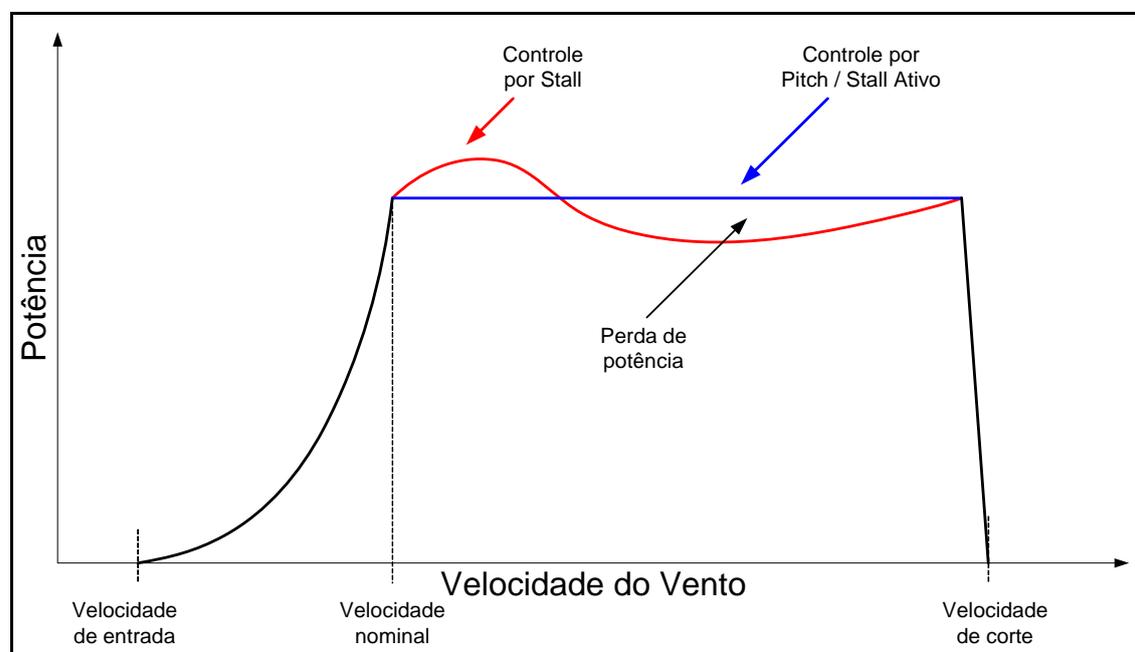


Figura 5.9 – Curva de Potência para diferentes tipos de controle de potência.

5.6 Partes Componentes de um Sistema Eólico

Do ponto de vista de captação da energia dos ventos, da sua conversão em energia mecânica para posterior utilização na forma de trabalho mecânico ou eletricidade, os principais componentes de um sistema eólico (Figuras 5.10 e 5.12) são: **o rotor eólico** (10)+(12), **o sistema de transmissão** (5) e **o conversor de energia** (gerador 19) [V2004].

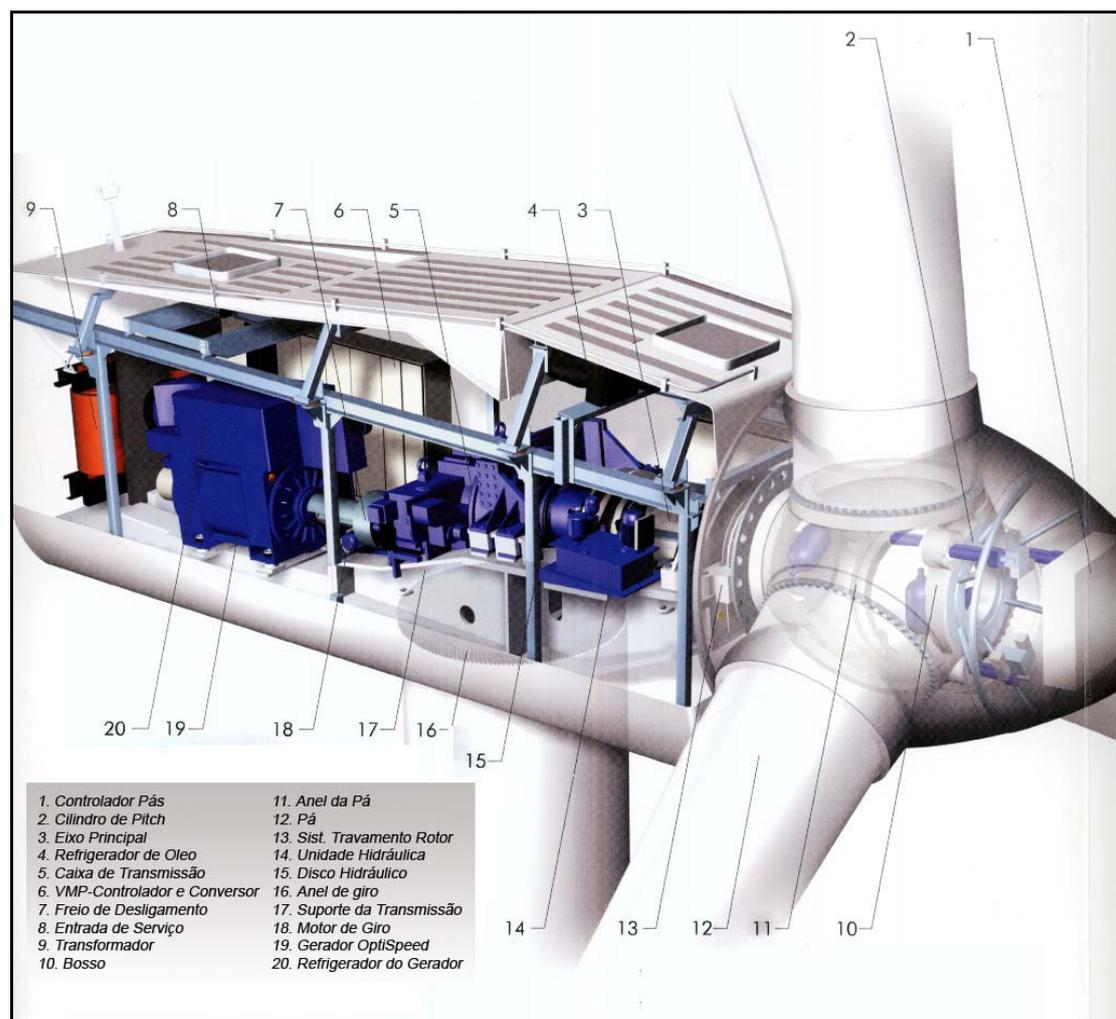


Figura 5.10 – Partes componentes - Aerogerador Vestas V.80 2MW (Fonte: Vestas, 2004).

A utilização do sistema de transmissão introduz alguns inconvenientes, como aumentar as perdas do sistema, aumentar a complexidade mecânica e a massa total suspensa do conjunto. Todos estes fatores introduzem, ainda, a necessidade de se ter manutenção extra.

Os projetistas de sistemas eólicos têm apresentado arranjos inovadores que eliminam a caixa de transmissão (Figura 5.11). O enfoque mais utilizado neste sentido tem sido o de reduzir a frequência no eixo do gerador, em geral conseguido com o aumento do número de pólos [E2004].

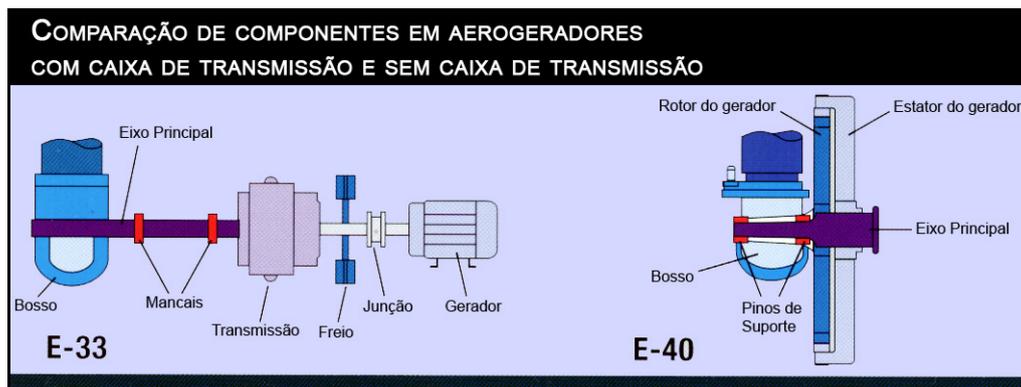


Figura 5.11 – Aerogeradores com e sem caixa de transmissão (Fonte: Enercon, 2002).

Componentes de um aerogerador sem caixa de transmissão:

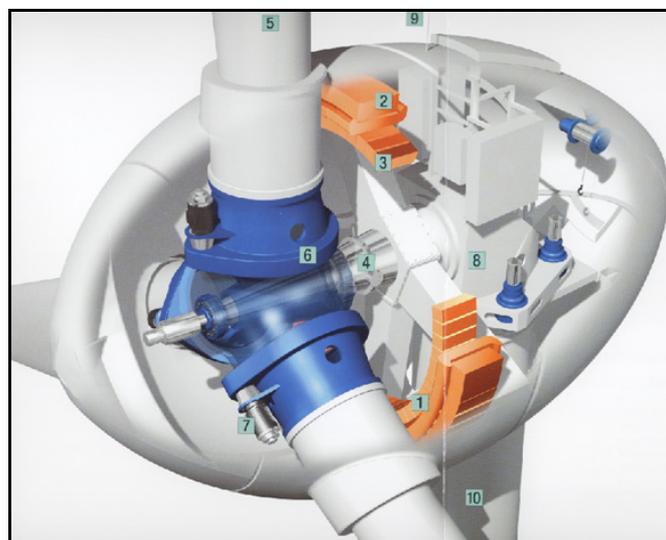


Figura 5.12 – Enercon Modelo E-40 600 [kW] (Fonte: Enercon, 2002).

1	Gerador	6	Bosso
2	Estator do Gerador	7	Controle do Passo
3	Rotor do Gerador	8	Mecanismo de Orientação
4	Eixo Principal	9	Anemômetro
5	Pás do Rotor	10	Torre

A **nacele** é instalada sobre a torre e abriga todos os componentes internos do sistema eólico: gerador, caixa do sistema de transmissão, sistema de eixos, mancais, acoplamentos, embreagens, freio e controles (passo, orientação, geração de eletricidade, e outros.), o sistema hidráulico, etc. O eixo do rotor eólico é o elemento transmissor da energia captada e convertida pelo rotor e sobre o qual se assenta o bosso. Bosso é o elemento acoplado sobre a extremidade do eixo e sobre o qual as pás são fixadas. As pás do rotor são superfícies aerodinâmicas que possuem a função de captar e converter a

energia dos ventos em energia mecânica. Os mecanismos de controle são mecanismos aerodinâmicos de frenagem representados por pequenos apêndices (superfícies de sustentação) e mecanismos de controle do passo, que posicionam as pás de maneira mais adequada com relação ao bosso.

5.7 Conversão da Energia dos Ventos

Para que um sistema eólico funcione eficientemente é necessário maximizar a potência gerada. Para atingir este objetivo, cada componente deve operar dentro de suas características ótimas e em perfeita harmonia com os demais. O rotor eólico deve operar na condição que lhe permita um rendimento ótimo, mas deve também, permitir que o gerador opere em condições ótimas reduzindo desta maneira as perdas que são quantificadas pelos rendimentos dos componentes [RN1994].

5.7.1 Potência disponível nos ventos

Considere um fluxo laminar de ar perpendicular a uma seção circular de área **A** (Figura 5.13):

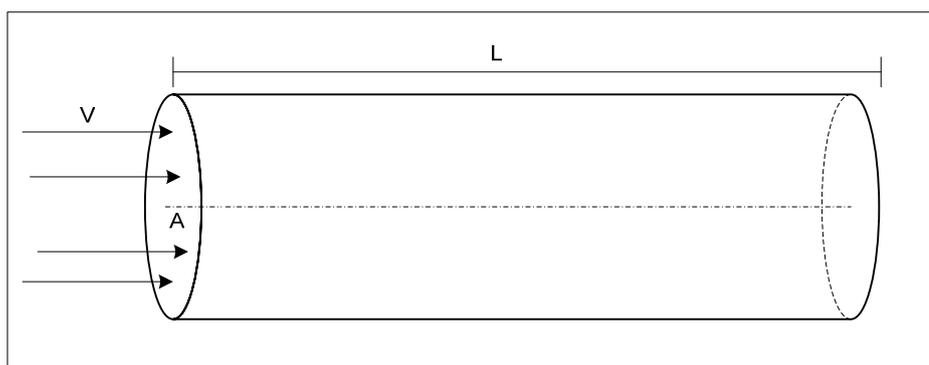


Figura 5.13 – Fluxo de ar perpendicular a uma seção circular.

A energia cinética (E_C) transportada na massa de ar que se move com velocidade V no interior do cilindro pode ser expressa por:

$$E_C = \frac{1}{2} m V^2 \quad (5-7)$$

Onde m é a massa de ar no cilindro.

Como potência é definida pela energia por unidade de tempo, e a massa de ar no cilindro é igual a densidade (ρ) multiplicada pelo volume do cilindro ($A \cdot L$), temos:

$$P = \frac{E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho \cdot A \cdot L}{\Delta t} V^2 \quad (5-8)$$

A equação 4-5 acima é denominada **Potência Disponível**, e pode ser calculada por:

$$P_D = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (5-9)$$

Como se pode observar, a potência disponível varia com o cubo da velocidade do vento. Deste modo, quando a velocidade do vento atinge o dobro da sua intensidade, a potência disponível se torna oito vezes maior.

5.7.2 Lei de Betz

Quanto mais energia cinética um rotor eólico retira de uma massa de ar em movimento, mais esta massa será desacelerada quando deixar o lado esquerdo do rotor, de acordo com a figura. Esta massa de ar, então desacelerada, evita que novas massas de ar se mantenham com a mesma velocidade quando chegam às proximidades do rotor, causando um efeito de deflexionamento (dispersão) no lado esquerdo, contornando o rotor eólico, como também pode se observado na Figura 5.14.

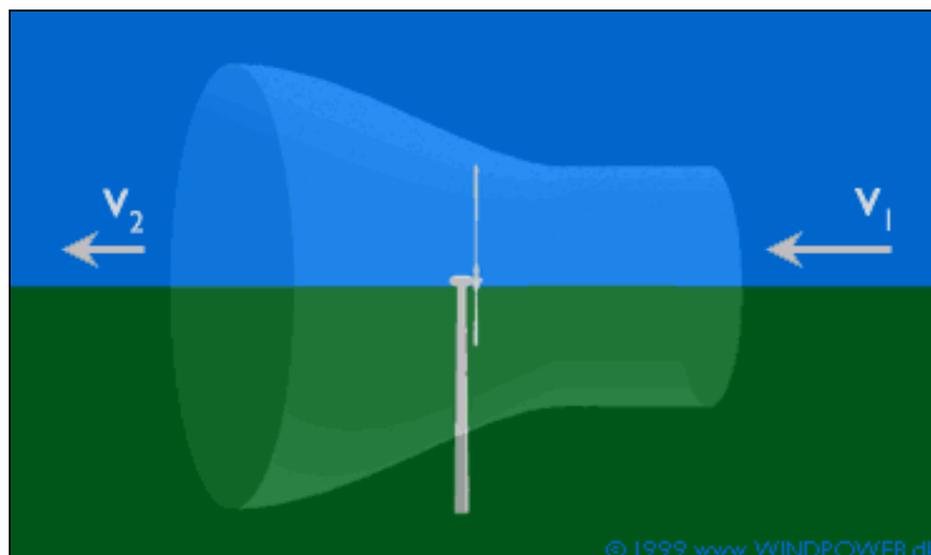


Figura 5.14 – Deflexionamento de massas de ar pelo rotor eólico (Fonte: WindPower, 2003).

Se fosse retirada toda a energia do vento, o ar deixaria a turbina (lado esquerdo) com velocidade zero, isto é, o ar não deixaria a turbina. Neste caso, não seria possível extrair nenhuma energia do vento, pois novas massas de ar não seriam capazes de fluir através do rotor eólico, contornando-o e deixando de serem aproveitadas na conversão de energia.

A medida que se retira cada vez mais energia dos ventos, a potência mecânica convertida se torna cada vez maior, chegando a um valor máximo. Se for retirada mais energia dos ventos, a potência mecânica convertida diminui, pois as massas de ar tendem a contornar o rotor eólico. Então, é intuitivo notar que existe uma **quantidade máxima de energia** que se pode extrair dos ventos, que fica entre as quantidades que causam o efeito de

deflexionamento mínimo e máximo. Este limite teórico máximo de aproveitamento de qualquer tipo de rotor eólico horizontal multi-pá, é conhecido como **Limite de Betz**. O limite de Betz [B1926] pode se explicado pela *Teoria do Momentum das Hélices*. Entretanto, o funcionamento de um rotor eólico tem função oposta a uma hélice, que consome energia para produzir empuxo. Porém, o princípio físico básico envolvido é o mesmo.

Considere um disco imaginário (também chamado de “atuador”) de área **A** (Figura 5.15) cuja função é de puramente converter a energia cinética dos ventos em potência [RN1994].

As seguintes premissas são consideradas:

- O ar é incompressível.
- O fluxo de ar no disco é uniforme, contínuo e homogêneo.
- O fluxo de ar não possui efeito de rotação devido ao disco.

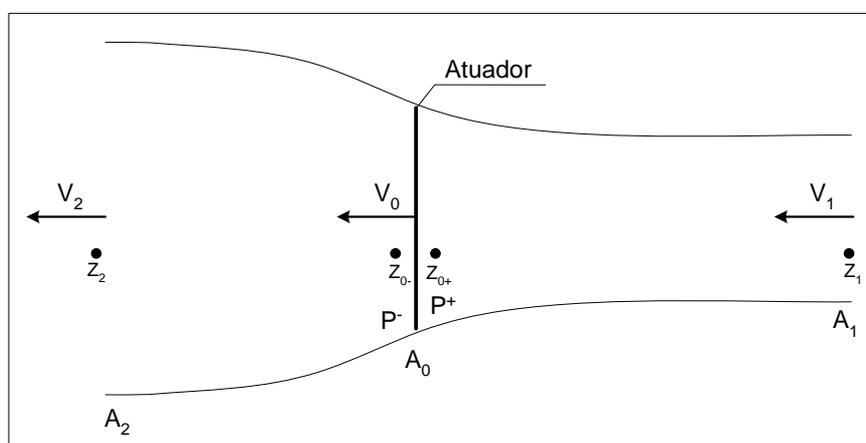


Figura 5.15 – Fluxo de ar através de um disco (atuador).

Através da conservação do momentum pode-se verificar que:

$$\rho \cdot A_1 \cdot V_1 = \rho \cdot A_0 \cdot V_0 = \rho \cdot A_2 \cdot V_2 \quad (5-10)$$

$$A_1 \cdot V_1 = A_0 \cdot V_0 = A_2 \cdot V_2 \quad (5-11)$$

A força de empuxo **T** no disco é calculada pela variação do momentum entre o fluxo incidente e o fluxo remanescente:

$$T = \frac{dm}{dt} (V_1 - V_2) \quad (5-12)$$

Assim, tem-se:

$$T = \rho \cdot A_0 \cdot V_0 (V_1 - V_2) \quad (5-13)$$

Onde V_0 indica a velocidade da massa de ar através da área do disco atuador **A**.

Por outro lado, a força de empuxo T , pode ser expressa através da pressão no disco multiplicada pela área do disco:

$$T = (P^+ - P^-) \cdot A_0 \quad (5-14)$$

Onde P^+ e P^- denotam as pressões atuantes nos lados direito e esquerdo do disco atuador, respectivamente. Entretanto, a pressão atuante no disco ($P^+ - P^-$) pode também ser obtida utilizando a equação de Bernoulli. Em outras palavras, a soma das pressões estáticas e dinâmicas de um fluido em movimento em qualquer ponto se mantém constante.

A equação de Bernoulli deve ser usada entre o ponto de incidência do fluxo (z_1) e o ponto de pressão P^+ (z_{0+}). Também entre o ponto de pressão P^- (z_{0-}) e o ponto de fluxo remanescente (z_2).

Deste modo, pode-se obter duas relações. A primeira, entre o ponto de incidência do fluxo (z_1) e o ponto de pressão P^+ (z_{0+}):

$$P_1 + 0.5\rho \cdot V_1^2 = P^+ + 0.5\rho \cdot V_0^2 \quad (5-15)$$

A segunda, o ponto de pressão P^- (z_{0-}) e o ponto de fluxo remanescente (z_2):

$$P^- + 0.5\rho \cdot V_0^2 = P_2 + 0.5\rho \cdot V_2^2 \quad (5-16)$$

Com $P_1 = P_2 = P_{atm}$, assim:

$$P^+ - P^- = 0.5 \cdot \rho \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (5-17)$$

Substituindo a Eq. 5-17 na Eq. 5-14, temos que:

$$T = 0.5\rho \cdot A \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (5-18)$$

Porém, se verifica a existência de duas expressões para o empuxo: Eq. 5-13 e Eq. 5-18. Igualando as duas expressões, pode-se observar que:

$$\boxed{V_0 = \frac{V_1 + V_2}{2}} \quad (5-19)$$

A Eq. 5-19 representa uma importante relação e indica que a velocidade da massa de ar que atravessa o disco atuador é a média das velocidades dos fluxos incidente e remanescente.

Neste ponto, se torna conveniente, para efeitos de simplificação das expressões, definir uma importante grandeza adimensional conhecida como **Fator de Indução Axial** (a).

$$\boxed{a = \frac{v}{V_1}} \quad (5-20)$$

Onde v é a velocidade induzida no disco atuador. Em outras palavras, $v = V_1 - V_0$. Substituindo a Eq. 5-19 na Eq. 5-20, obte-se:

$$V_0 = V_1 \cdot (1 - a) \quad (5-21)$$

A Eq. 3.15 mostra que a velocidade que atravessa o disco é retardada por um valor representado pelo Fator de Indução Axial. Ainda, substituindo a Eq. 5-21 na Eq. 5-19, obtém-se:

$$V_2 = V_1 \cdot (1 - 2a) \quad (5-22)$$

Das Eqs. 5-21 e 5-22, temos:

$$V_1 - V_0 = a \cdot V_1 \quad (5-23)$$

$$V_1 - V_2 = 2a \cdot V_1 \quad (5-24)$$

As Eq. 5-24 mostra que a variação na velocidade do vento ($V_1 - V_2$) pode ser expressa através do dobro da variação de velocidade no disco atuador.

Como a potência extraída pelo disco é igual à variação de energia cinética por unidade de tempo, tem-se que:

$$P = \frac{\frac{1}{2} \cdot m \cdot (V_1^2 - V_2^2)}{t} \quad (5-25)$$

$$P = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot L \cdot (V_1^2 - V_2^2)}{t} \quad (5-26)$$

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_0 \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (5-27)$$

Substituindo V_0 e V_2 na Eq. 5-27 por meio das Eqs. 5-21 e 5-22, finalmente temos:

$$\boxed{P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_1^3 \cdot [4a \cdot (1 - a)^2]} \quad (5-28)$$

Assim, a Eq. 5-28 indica a potência extraída do vento. Se comparada com a Eq. 5-9, pode-se verificar que a parcela $[4a \cdot (1 - a)^2]$ representa a porcentagem do valor total da potência disponível que é extraída pelo disco atuador, e é conhecida como **Coefficiente de Potência**.

Pode-se, então, definir o Coeficiente de Potência como:

$$C_p = \frac{\text{Potência} \cdot \text{Extraída}}{\text{Potência} \cdot \text{Disponível}}$$

Em função do Fator de Indução Axial:

$$C_p = [4a \cdot (1 - a)^2]$$

O coeficiente de potência expresso em termos do fator de indução axial retrata a eficiência do rotor eólico. Se $a = 0$ ou $a = 1$, a potência extraída é zero. O máximo valor do coeficiente de potência pode ser obtido através da derivada $dC_p/da = 0$. As soluções são $a = 1$ e $a = 1/3$. Como para $a = 1$ o $C_p = 0$, utiliza-se $a = 1/3$ para encontrar o máximo coeficiente de potência. Assim:

$$C_{p_{\max}} = \frac{16}{27} \cong 0.593$$

O valor máximo do coeficiente de potência foi primeiramente calculado por Betz em 1919 e é conhecido pelo seu nome: **Coeficiente de Betz**.

5.8 Representação Estatística do Regime dos Ventos

De acordo com a localização e variações climáticas, a velocidade do vento tem um comportamento diferente ao longo do ano. De forma a determinar o potencial eólico e especificar as características operativas de uma turbina eólica, para assim estimar a sua produção de energia anual, uma representação estatística do regime dos ventos é necessária. A representação adequada do regime dos ventos de uma localidade consiste em possuir uma grande quantidade de informação medida em vários pontos do local durante alguns anos. Contudo, após o início das medições, já é possível avaliar alguns resultados, que também servirão para uma posterior análise. Para isto, utilizam-se distribuições de probabilidade e estimadores como a média e o desvio padrão.

5.8.1 A Distribuição de Weibull

Dos vários testes feitos na utilização de modelos estatísticos para ajustar as curvas de frequência de velocidade dos ventos, foi possível associar uma distribuição de probabilidade à curva de frequência de velocidades, cujas propriedades podem ser deduzidas matematicamente. Das diversas distribuições testadas, as distribuições de Weibull e Rayleigh são as mais utilizadas para a representação dos dados de vento.

A distribuição de Weibull é caracterizada por dois parâmetros, um para a forma (k) e outro para a escala (c). A sua função densidade de probabilidade é:

$$f_w(u) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad \text{Com } (k > 0, u > 0, c > 1). \quad (5-29)$$

E a função de distribuição acumulada é:

$$F_w(u) = 1 - e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad (5-30)$$

A Figura 5.16 mostra funções de probabilidade de Weibull, onde o parâmetro $c = 1$. À medida em que o parâmetro k aumenta ($k = \{1.2, 1.6, 2.0, 2.4, 2.8\}$), a curva tende a ter um pico mais definido indicando que existe menos variação na velocidade do vento [RN1994].

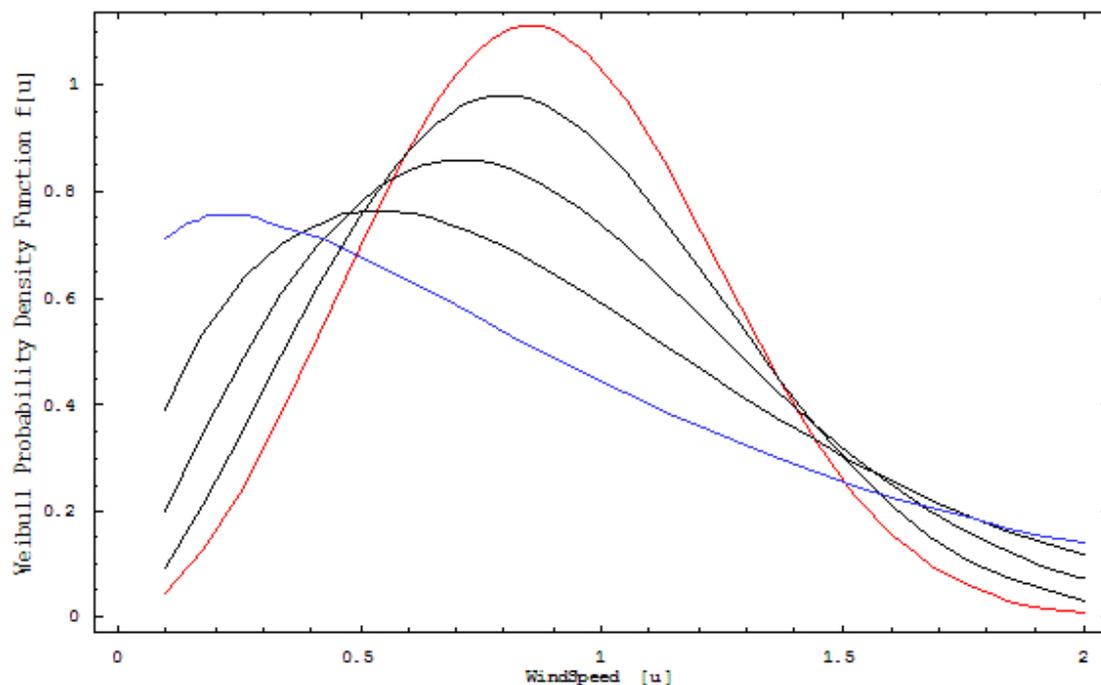


Figura 5.16 – Distribuições de Weibull para vários valores de k com c igual a 1.

Para distribuições contínuas tem-se que o valor esperado da velocidade média é:

$$\bar{u} = \int_0^{\infty} u \cdot f(u) du \quad (5-31)$$

Utilizando a função densidade de probabilidade de Weibull, tem-se que:

$$\bar{u} = \int_0^{\infty} u \cdot \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} du \quad (5-32)$$

Para resolver esta integral, faz-se $\left(\frac{u}{c}\right)^k = t$, e tem-se:

$$\bar{u} = c \int_0^{\infty} t^{1/k} \cdot e^{-t} dt \quad (5-33)$$

A função Gamma é definida como:

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt \quad (5-34)$$

Comparando os expoentes de t nas equações 5-33 e 5-34, tem-se que $(z-1) = 1/k$, ou $z = 1 + 1/k$. Logo, a velocidade média do vento pode ser escrita como:

$$\boxed{\bar{u} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (5-35)$$

A variância de uma distribuição contínua pode ser calculada por:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (u_i^2 - \bar{u}^2) f(u) du \quad (5-36)$$

Utilizando a função densidade de probabilidade de Weibull, tem-se que:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (u_i^2 - \bar{u}^2) \cdot \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} du \quad (5-37)$$

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} u^2 \cdot \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} du - \int_0^{\infty} \bar{u}^2 \cdot f(u) du \quad (5-38)$$

$$\sigma^2 = k \int_0^{\infty} u \cdot \left(\frac{u}{c}\right)^k e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} du - \bar{u}^2 \int_0^{\infty} f(u) du \quad (5-39)$$

Fazendo $\left(\frac{u}{c}\right)^k = t$, tem-se:

$$\sigma^2 = c^2 \int_0^{\infty} t^{2/k} e^{-t} dt - \bar{u}^2 \quad (5-40)$$

ou seja:

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right] \quad (5-41)$$

5.8.1.1 Estimação dos Parâmetros c e k da Distribuição de Weibull

Existem vários métodos para a estimação dos parâmetros da distribuição de Weibull. Devido à alta probabilidade de erro dos métodos gráficos, prefere-se a utilização dos métodos analíticos. Dentre estes, destacam-se três métodos muito utilizados:

- *Método do Estimador de Máxima Verossimilhança.*
- *Método dos Momentos.*
- *Método dos Mínimos Quadrados.*

Estudos demonstram que resultados mais precisos são obtidos utilizando o **Método dos Momentos**, porque este possui o menor **erro quadrático médio** dentre os três métodos testados, segundo Al-Fawzan [A2000].

Se os números x_1, x_2, \dots, x_n representam um conjunto de dados, então, o estimador não viesado para o k -ésimo momento é:

$$\hat{m}_k = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^n x_i^k \quad (5-42)$$

Onde \hat{m}_k representa o valor estimado de m_k .

Na distribuição de Weibull, o k -ésimo momento pode ser escrito como:

$$\bar{u} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (5-43)$$

onde Γ representa a função Gamma (Eq. 5-34).

De (Eq. 5-43), pode-se encontrar o primeiro e o segundo momentos:

$$m_1 = \bar{u} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (5-44)$$

$$m_2 = \bar{u}^2 + \sigma^2 = c^2 \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) \quad (5-45)$$

Dividindo m_2 pelo quadrado de m_1 , chegamos a uma expressão em função de k somente:

$$\frac{m_2}{m_1^2} = \frac{\bar{u}^2 + \sigma^2}{\bar{u}^2} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \Rightarrow \frac{\sigma^2}{\bar{u}^2} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

Assim, pode-se definir o **coeficiente de variação** como:

$$CV = \frac{\sigma}{\bar{u}} = \frac{\sqrt{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)}}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (5-46)$$

Dos dados de vento coletados, pode-se, então, calcular a média e variância, substituir no coeficiente de variação (Eq. 5-46) e calcular o coeficiente k numericamente. Uma vez obtido o fator de forma k , usa-se a expressão do valor médio (Eq. 5-43) para calcular o fator de escala c .

5.8.2 Distribuição de Rayleigh

A função densidade de probabilidade de Rayleigh é um caso especial da função de Weibull quando o fator de forma $k=2$, tornando-a uniparamétrica.

Como $k=2$, usando a Eq. 5-35, pode-se encontrar o fator de escala c em função de \bar{u} :

$$c = \frac{\bar{u}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{2}\right)} \quad (5-47)$$

Utilizando as propriedades da função Gamma, tem-se que:

$$\Gamma\left(1 + \frac{1}{2}\right) = \frac{1}{2} \Gamma\left(\frac{1}{2}\right) = \frac{1}{2} \sqrt{\pi}$$

Substituindo $k=2$ e c na Eq. 5-29, tem-se a função densidade de probabilidade de Rayleigh:

$$f_r(u) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{u}{\bar{u}^2} e^{\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{u}{\bar{u}}\right)^2\right]} \quad \text{Com } (u > 0). \quad (5-48)$$

A função de distribuição acumulada é:

$$F_r(u) = 1 - e^{-\left[\frac{\pi}{4}\left(\frac{u}{\bar{u}}\right)^2\right]} \quad (5-49)$$

A Figura 5.17 mostra funções de probabilidade de Rayleigh para vários valores de velocidade média do vento ($\bar{u} = \{4, 6, 8, 10 \text{ m/s}\}$). A conveniência da utilização da distribuição de Rayleigh é devida a sua simplicidade. Entretanto, essa é também a responsável pelas suas limitações, uma vez que essa distribuição não permite representar muitas situações, especialmente quando existem velocidades de vento muito altas.

Como a distribuição de Rayleigh depende somente da velocidade média do vento, é fácil estimar a distribuição que adere melhor aos dados, porém, deve-se preferir utilizar a distribuição de Weibull sempre que possível, pelas suas melhores propriedades de ajustamento aos dados [RN1994].

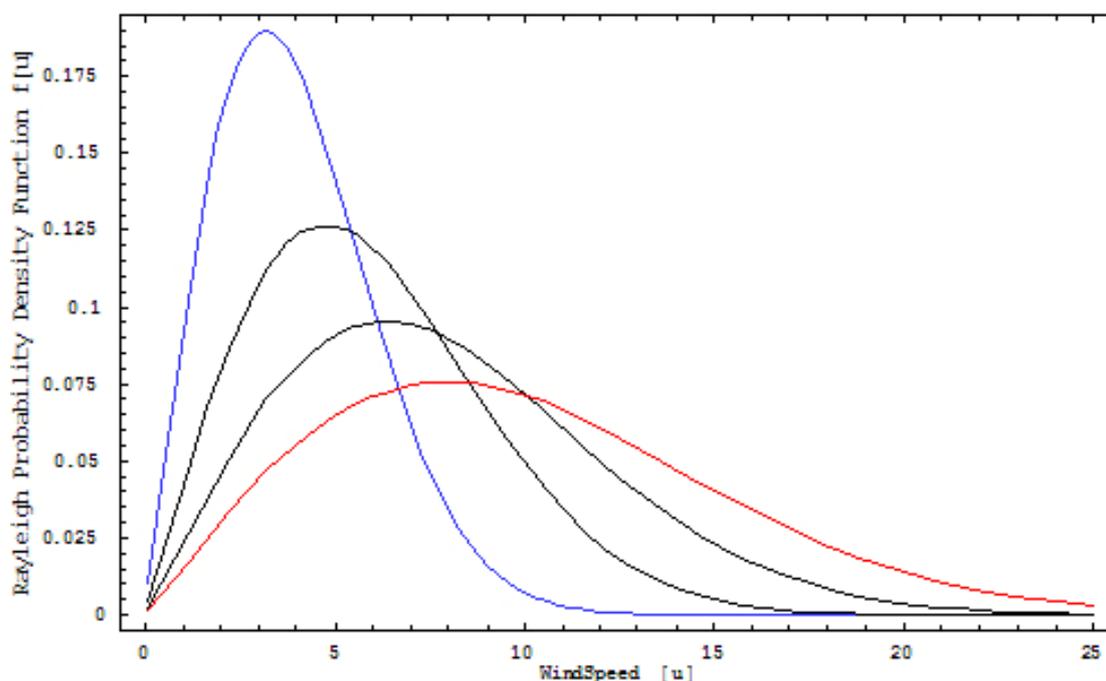


Figura 5.17 – Funções densidade de probabilidade de Rayleigh.

5.8.3 Dia Representativo

Uma representação estatística adequada do regime dos ventos de uma localidade consiste em possuir uma grande quantidade de informação medida em vários pontos do local durante alguns anos. Contudo, após o início das medições já é possível avaliar alguns resultados que também servirão para uma posterior análise. Um desses resultados, por exemplo, é o chamado **Dia Representativo** ou **Dia Típico** – que mostra como a velocidade média do vento varia ao longo das 24 horas do dia (Figura 5.18).

O Dia Representativo é uma informação muito importante para avaliar o quanto a geração eólica poderá ser capaz de atender a demanda de energia elétrica no caso de geração isolada, como também para o planejamento de curto prazo no caso de sistemas interligados [H2001B].

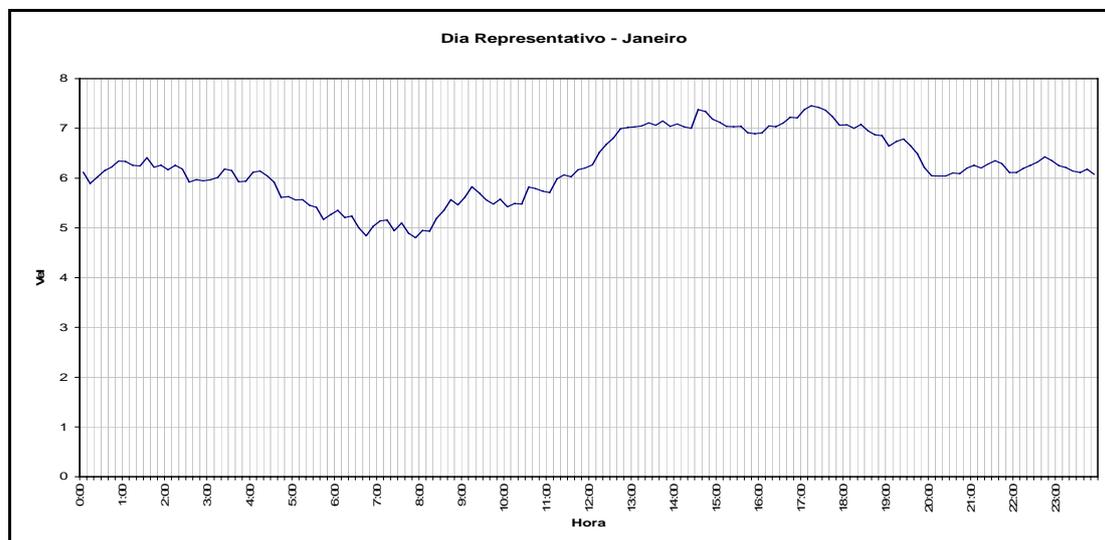


Figura 5.18 – Exemplo de Dia Representativo médio do mês.

5.8.4 Cálculo da Energia Gerada por um Sistema Eólico

A produção anual de energia é o fator técnico e econômico mais importante na avaliação de projetos de sistemas eólicos. De forma a estimar a energia gerada por um sistema eólico, é necessário conhecer o regime dos ventos na localidade (distribuição de probabilidade) e as características do sistema eólico (curva de potência sistema).

Vale observar que a conversão e o aproveitamento da energia não são feitos uniformemente ao longo de todas as faixas de velocidade do vento. Ventos de baixa velocidade não têm energia suficiente para acionar os sistemas eólicos. A velocidade a partir da qual o sistema inicia a sua operação é denominada **velocidade de entrada (Ve)**.

A Figura 5.19 mostra a curva de potência de um aerogerador. Com o aumento da velocidade do vento a potência (e energia gerada) aumenta gradativamente podendo atingir a potência nominal do sistema, o que ocorre na **velocidade nominal (Vn)**. A partir da velocidade nominal, os sistemas eólicos com controle de potência através de pitch permanecem com potência constante até a **velocidade de corte (Vc)**, na qual o sistema deve sair de operação para evitar danos estruturais.

A partir dos dados da curva de potência e do conhecimento do regime dos ventos, é possível estimar a produção anual de energia de um sistema eólico [D2001].

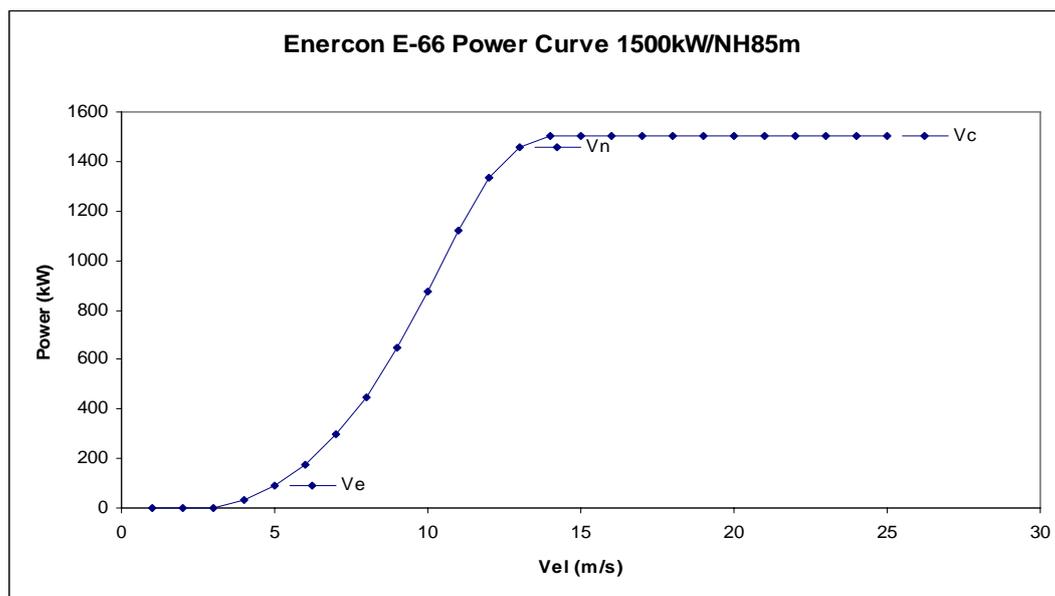


Figura 5.19 – Curva de Potência de um aerogerador.

O regime dos ventos é caracterizado pelo histograma (ou distribuição de velocidades) que pode ser convertido em um gráfico [Tempo x Velocidade]. Utilizando os dados da curva de potência de um aerogerador, pode-se estimar a energia total gerada pelo sistema, ou seja, enquanto o histograma fornece o número de horas em que o vento permanece em cada valor de velocidade, a curva de potência do sistema eólico fornece o correspondente valor da potência. Logo, a energia gerada é igual à soma dos produtos entre a potência e a quantidade de horas que o sistema fornece aquela potência (ver Figura 5.20). Em termos matemáticos tem-se:

$$E_G = \sum_i^T P_g(u_i) \cdot H(u_i) \quad (5-50)$$

Onde:

E_G = Energia Total Gerada no Período T.

$P_g(u_i)$ = Potência Gerada para a velocidade u_i .

$H(u_i)$ = Número de horas em que a velocidade u_i permanece no período T.

Sabe-se que o regime dos ventos de um dado sítio é caracterizado pela sua distribuição de velocidades. Como visto, a prática usual recomenda a utilização da função densidade de probabilidade de Weibull sempre que possível.

Com a f.d.p. de Weibull, pode-se traçar um gráfico [Horas x Velocidade] para os meses do ano. Assim, para valores discretos de velocidade a energia gerada pode ser encontrada utilizando a Eq. 5-50 [H2001C].

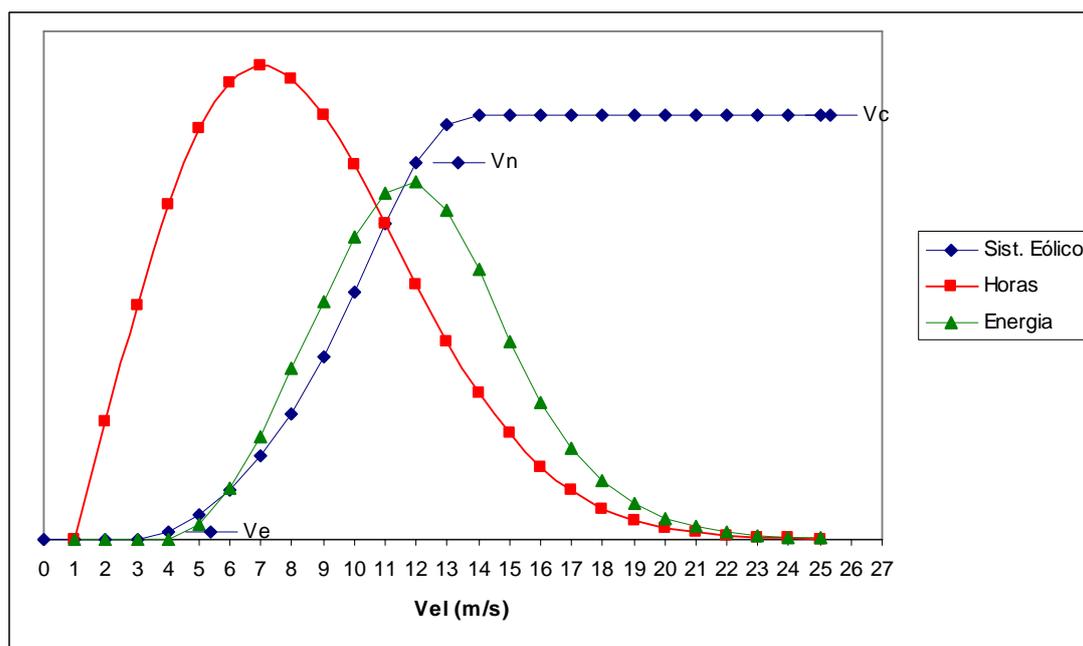


Figura 5.20 – Energia Gerada por um Sistema Eólico.

Uma forma mais simples e prática de calcular a energia gerada é fazer com que a velocidade u_i na Eq. 5-50 seja a velocidade média mensal \bar{u}_m . Assim, tem-se que:

$$E_{G1} = P_G(\bar{u}_{m1}) \cdot 720$$

$$E_{G2} = P_G(\bar{u}_{m2}) \cdot 720$$

⋮

$$E_{G12} = P_G(\bar{u}_{m12}) \cdot 720$$

Onde, $P_G(\bar{u}_{mi})$ é a potência gerada pela curva do aerogerador escolhido para a velocidade média do mês i .

Logo, a energia gerada anual pelo sistema eólico será:

$$E_{G1} = E_{G1} + E_{G2} + \dots + E_{G12}$$

5.9 Mapa do Potencial Eólico Estimado

Os mapas eólicos são indicativos de locais onde existe a possibilidade de se ter um aproveitamento do recurso eólico. A procura de novas “jazidas” de ventos se torna cada vez mais visível com a utilização de medidas de superfície mais precisas e confiáveis, e com o uso de ferramentas possibilitadas por recentes avanços da capacidade computacional, de simulações baseadas em leis físicas de interação entre as diversas variáveis meteorológicas registradas e consolidadas em extensos bancos de dados e validadas por registros anemométricos selecionados [A2001].

O modelo utilizado para a confecção do mapa eólico brasileiro é o modelo MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System), um modelo numérico de previsão de tempo, estado-da-arte no setor, desenvolvido desde o início dos anos 1980 pela empresa MESO Inc., que integra a joint-venture TrueWind Solutions, LLC. O MASS é similar a outros modelos de previsão de tempo como o ETA e o MM5. Ele incorpora os modelos físicos fundamentais de movimentação atmosférica, que incluem:

- Conservação de massa, momentum e energia.
- Mudanças de fase do vapor d'água.
- Módulo de energia cinética com turbulência, que simula os efeitos viscosos e de estabilidade térmica sobre o gradiente vertical de vento.

Como é um modelo dinâmico, o MASS simula a evolução das condições atmosféricas em intervalos de tempo necessariamente de poucos segundos. Disto resultam grandes demandas computacionais, que requerem o uso de supercomputadores, ou redes de poderosas estações de trabalho com múltiplos processadores.

Adicionalmente, o MASS também está acoplado a dois módulos de cálculo mais rápido: o ForeWind, um modelo dinâmico de camada limite viscosa desenvolvido pela TrueWind Solutions, e o WindMap, um modelo tridimensional de consistência de massa com interface para dados geográficos de geoprocessamento (GIS) de alta resolução. Para áreas e casos específicos, um desses módulos é escolhido para aumentar a resolução espacial das simulações do MASS.

5.9.1 O Sistema MesoMap

O MesoMap é um conjunto integrado de modelos de simulação atmosférica, bases de dados meteorológicos e geográficos, redes de computadores e sistemas de armazenamento. Seu desenvolvimento deu-se nos últimos três anos com suporte do NYSERDA (New York State Energy Research and Development Authority) e o DOE (Department of Energy) [A2001].

O MesoMap oferece diversas vantagens sobre métodos tradicionais de mapeamento de recursos eólicos. Primeiramente, ele obtém representatividade para grandes áreas continentais sem a necessidade de dados anemométricos de superfície efetivamente medidos – característica importante para o Norte e Centro-Oeste brasileiro onde medições consistentes e confiáveis são poucas. Em segundo, o MesoMap modela importantes fenômenos meteorológicos não considerados em modelos mais simplificados de escoamento de ventos (WASP – Jackson-Hunt, ou WindMap – NOABL).

Esses fenômenos incluem ondas orográficas, ventos convectivos, brisas marinhas e lacustres, e ventos térmicos descendentes de montanhas. Por fim, o MesoMap simula diretamente os regimes de vento de longo prazo, diminuindo a incerteza intrínseca de ajustes climatológicos baseados em correlações de registros de vento de curto e longo prazos obtidos por medições em superfície.

5.9.2 Potencial Eólico Brasileiro Estimado

De acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro 2001 (Figura 5.21) [A2001], estima-se que no Brasil exista em torno de 143GW de potência eólica a ser explorado. O Atlas apresenta as condições médias anuais de vento para todo território brasileiro na resolução de 1km x 1km.

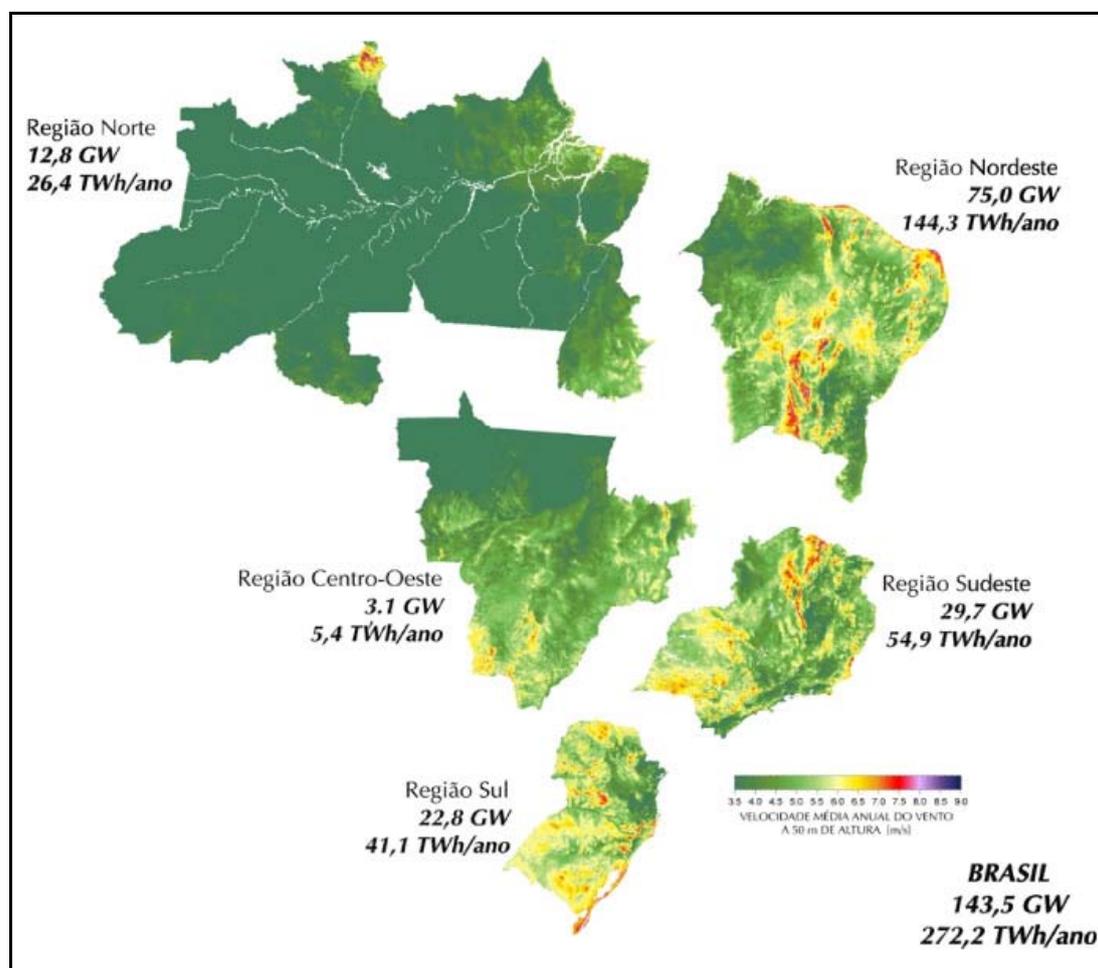


Figura 5.21 – Potencial eólico estimado por região (Fonte: Atlas Eólico Brasileiro, 2001).

Esta avaliação indicativa foi realizada considerando as seguintes premissas:

- Na estimativa do potencial eólico, foram consideradas áreas com velocidades médias anuais iguais ou superiores a 7m/s.
- Foram consideradas curvas médias de desempenho de turbinas eólicas no estado da arte mundial, instaladas em torres de 50m de altura.
- Para a estimativa, foi utilizada uma densidade média de ocupação do terreno de apenas 2MW/km².
- Foram adotados intervalos com incrementos de 0,5m/s para as velocidades médias anuais de vento. O desempenho de turbinas eólicas foi calculado para os limites inferiores de cada intervalo.

Aspectos da Geração Eólica

- Foi adotado um fator de disponibilidade de 0.98, considerado típico para usinas eólicas comerciais.
- Foram descartadas da integração as áreas cobertas por águas (lagos e lagoas, açudes, rios e mar).

A distribuição geral dos ventos no Brasil é controlada pelos aspectos da circulação geral planetária da atmosfera, conforme se apresenta na Figura 5.22.

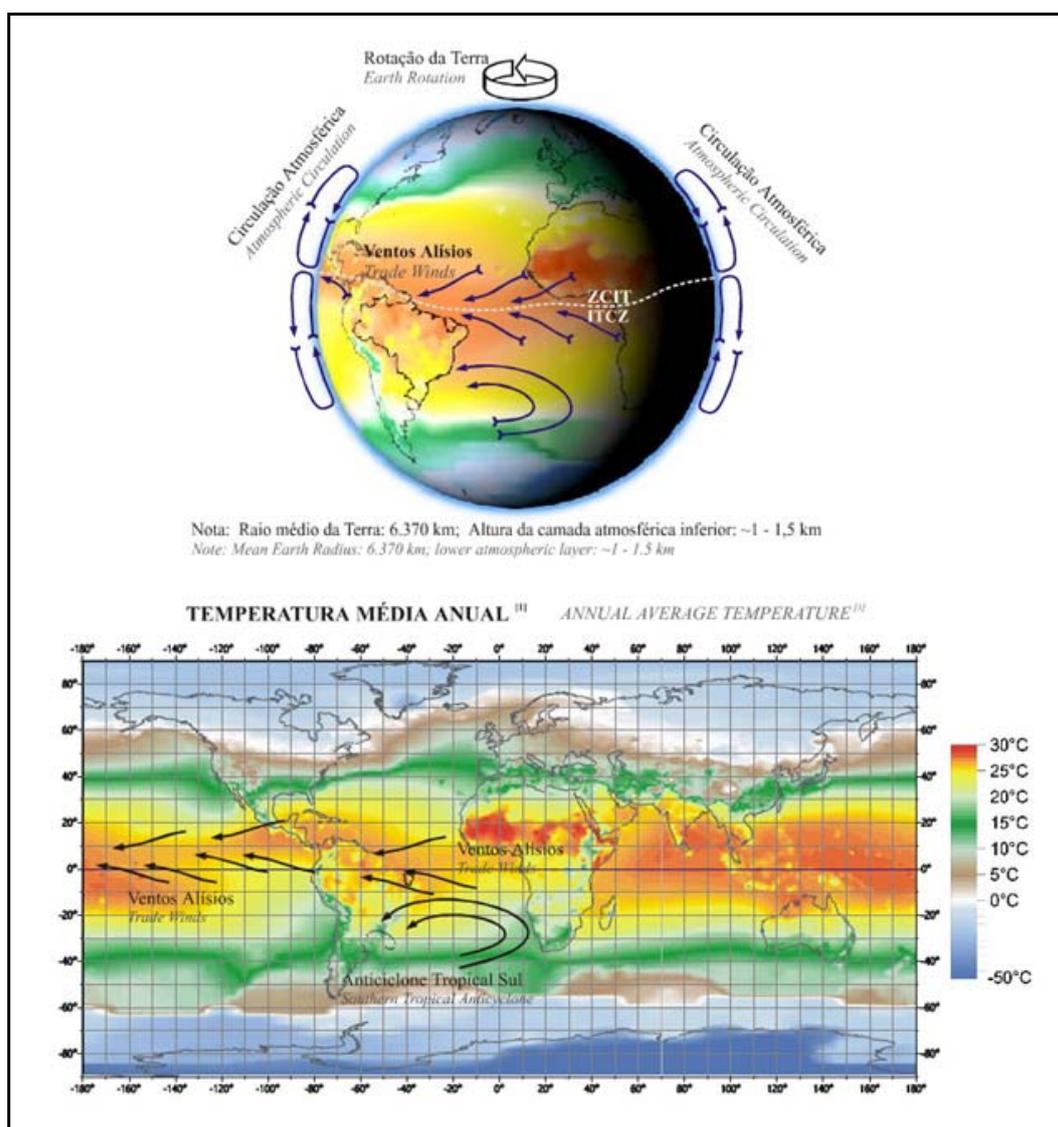


Figura 5.22 – Distribuição geral dos ventos (Fonte: Atlas Eólico Brasileiro, 2001).

Dentre esses aspectos, sobressaem os sistemas de alta pressão anticiclone subtropical do Atlântico Sul e do Atlântico Norte e a faixa de baixas pressões da depressão equatorial.

A posição média da depressão equatorial estende-se de oeste a leste ao longo da região Norte do Brasil e sobre o Oceano Atlântico adjacente. Ela coincide com a localização e orientação da Bacia Amazônica, no centro da qual existe uma faixa persistente de baixas pressões. A depressão equatorial é geralmente uma zona de pequenos gradientes de

pressão e ventos fracos. Ao norte da depressão equatorial os ventos são persistentes de leste a nordeste. Ao sul, os ventos são persistentes de leste a sudeste entre a depressão equatorial e o anticiclone subtropical atlântico, o qual tem uma posição média anual próxima a 30°S e 25°W. Esse perfil geral de circulação atmosférica induz ventos de leste ou nordeste sobre o território brasileiro ao norte da Bacia Amazônica e no litoral nordeste. Os ventos próximos à superfície são geralmente fracos ao longo da depressão equatorial e a latitude de 10°S é dominada pelos ventos alísios de leste a sudeste. Ao sul da latitude 10°S, até o extremo sul brasileiro, prevalecem os efeitos ditados pela dinâmica entre o centro de alta pressão anticiclone subtropical do Atlântico, os deslocamentos de massas polares e a depressão do nordeste da Argentina – centro de baixas pressões a leste dos Andes.

Esse perfil geral de circulação atmosférica encontra variações significativas na mesoescala e na microescala, por diferenças em propriedades de superfícies, tais como geometria e altitude de terreno, vegetação e distribuição de superfícies de terra e água. Esses fatores, atuantes nas escalas menores podem resultar em condições de ventos locais que se afastam significativamente do perfil geral da larga escala da circulação atmosférica.

5.10 Conclusão

Este capítulo apresentou conceitos importantes para o entendimento da geração eólica e deixa clara a necessidade da geração eólica ser um tipo de geração de base mesmo com as variações sazonais na sua geração. Entende-se que, do ponto de vista do potencial eólico brasileiro, é óbvia a atenção que deve ser dada a este tipo de fonte alternativa.

Ainda, como a diversificação da matriz energética tem sua importância baseada na diminuição da vulnerabilidade do sistema elétrico devido a incertezas na capacidade de geração, e sendo o Brasil um país com predominância hidráulica em sua matriz energética, a inserção deste tipo de geração se torna clara não só sob este ponto de vista, mas também como uma fonte que pode contribuir para geração de energia elétrica em grande escala e, como é visto no Capítulo 6, possui correlação negativa com as aflúncias naturais aos reservatórios do sistema elétrico, ajudando na regularização destes reservatórios.

Capítulo 6

INSERÇÃO EÓLICA NO ATUAL MODELO DE OTIMIZAÇÃO

6.1 Introdução

Devido a predominância da geração hidroelétrica no Parque Gerador Brasileiro, a estabilização sazonal e plurianual da oferta de energia elétrica tem sido um desafio histórico ao planejamento da operação dos sistemas interligados. Atualmente, com a taxa de crescimento da demanda (em torno de 5% ao ano) e a escassez de investimentos na capacidade de geração, os riscos de não atendimento ao mercado de energia têm se agravado nos últimos anos. A capacidade de armazenamento de energia nos reservatórios das usinas hidroelétricas é da ordem de meses, entretanto, o caráter estocástico dos regimes hidrológicos, com flutuações sazonais e plurianuais de amplitude significativa, requer estratégias de otimização da gestão dos reservatórios cada vez mais precisas para evitar racionamentos de energia e, também, o desperdício de água para diversas atividades.

Dentre as fontes alternativas hoje existentes capazes de aumentar a oferta de energia elétrica em larga escala, a energia eólica se constitui de uma fonte alternativa atraente para geração de energia elétrica de forma renovável e com reduzidos impactos ao meio ambiente. No litoral Brasileiro, estima-se que exista em torno de 105GW de potência eólica a ser explorada compreendendo as regiões norte e sudeste, sendo 75GW somente na região nordeste, foco das simulações feitas neste capítulo.

No Brasil, diversos estudos mostram os benefícios da energia eólica como fonte alternativa de energia na região nordeste, não só devido aos ventos no nordeste possuírem velocidade média anual alta, mas também pela complementaridade existente entre os regimes eólico e hidráulico na região. No entanto, ainda se observou uma complementaridade entre os ventos da região nordeste e os regimes hidrológicos das outras regiões do país. É importante notar a vantagem de um sistema elétrico possuir fontes complementares, pois quando uma dessas fontes produz menos, a outra produz mais, estabilizando assim o caráter sazonal da oferta de energia elétrica.

No caso particular do Nordeste, mais de 95% da geração hidroelétrica está concentrada no Rio São Francisco (Figura 6.1), único de grande porte no semi-árido nordestino, e cujas águas cada vez mais são requisitadas para atender múltiplas finalidades. O SIESE (Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica) informa que o Nordeste dispõe de uma potência instalada de 10.731MW, dos quais 10.290MW são hidroelétricos (95,9%).

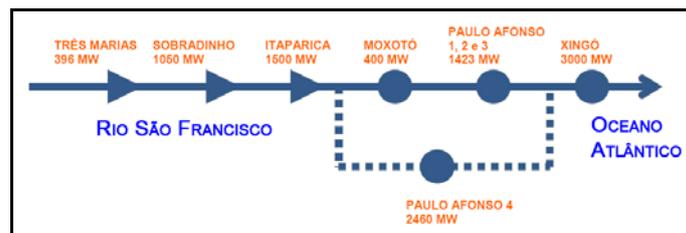


Figura 6.1 – Hidroelétricas no Rio São Francisco.

Sendo a região nordeste em grande parte atendida pela geração hidráulica, uma fonte complementar à hidráulica não só traria benefícios em termos de complementaridade, pois mesmo avaliando um cenário mais pessimista onde, em períodos de mudança hidrológica, não haja complementaridade, a energia eólica também pode ser utilizada na substituição da geração hidráulica, e a água vertida ser aproveitada para múltiplas finalidades.

A Figura 6.2 mostra a Bacia Hidrográfica do rio São Francisco, que abrange 639.219 km² de área de drenagem (7,5% do país) e vazão média de 2.850 m³/s. O rio São Francisco tem 2.700 km de extensão e nasce na Serra da Canastra em Minas Gerais, escoando no sentido sul-norte pela Bahia e Pernambuco, quando altera seu curso para este, chegando ao Oceano Atlântico através da divisa entre Alagoas e Sergipe. A Bacia possui sete unidades da federação – Bahia (48,2%), Minas Gerais (36,8%), Pernambuco (10,9%), Alagoas (2,2%), Sergipe (1,2%), Goiás (0,5%), e Distrito Federal (0,2%) – e 504 municípios (cerca de 9% do total de municípios do país) [C2002].



Figura 6.2 – Bacia do Rio São Francisco (Fonte: cbhsaofrancisco, 2003).

Como grandes projetos de irrigação às margens do rio São Francisco e/ou envolvendo a transposição das águas do rio para outras áreas podem causar um grande impacto no volume de água dos reservatórios e, conseqüentemente, prejudicar o fornecimento de energia para a região, a adição da geração eólica não só como fonte adicional de geração, mas através do seu comportamento de complementaridade pode ajudar a resolver o grande dilema do uso da água do Rio São Francisco no Nordeste – água para gerar eletricidade versus água para irrigação.

Este capítulo se propõe a mostrar o impacto da geração eólica na região Nordeste utilizando a técnica de decomposição de Benders aplicada a um problema determinístico multi-estágios para o horizonte de 1 ano através de simulações feitas utilizando um algoritmo criado para este propósito.

6.2 Coordenação Hidrotérmica com Fontes Eólicas

Se as vazões afluentes aos reservatórios são conhecidas ao longo do período de planejamento, assim como também o volume inicial dos reservatórios, o problema de operação ótima de um sistema hidrotérmico-eólico é formulado como:

$$Z = \min \sum_{t=1}^T \beta_t c_t w_t \quad (6-1)$$

sujeito a

$$v_{t+1,i} = v_{ti} + a_{ti} - u_{ti} - s_{ti} + \sum_{m \in M_i} (u_{tm} + s_{tm}) \quad (6-2)$$

$$\sum_{i \in I_{HK}} \rho_i u_{ti} + \sum_{j \in I_{TK}} g_{ij} + \sum_{j \in I_{eol,k}} g_{eol,j} + \sum_{l \in I_{\Omega k}} f_{tkl} = d_{tk} \quad (6-3)$$

$$f_{tkl} = \gamma_{kl} \Delta \theta_{tkl} \quad (6-4)$$

$$v_{t+1,i} \leq \bar{v}_i \quad (6-5)$$

$$u_{ti} \leq \bar{u}_i \quad (6-6)$$

$$g_{ij} \leq \bar{g}_j \quad (6-7)$$

$$g_{eol,i} \leq \bar{g}_{eol,i} \quad (6-8)$$

$$f_{tkl} \leq \bar{f}_{tkl} \quad (6-9)$$

Onde:

T : Horizonte de Planejamento

β_t : Fator de Desconto Mensal

c_t : Vetor custo

w_t : Vetor contendo todas as variáveis do problema

v_{ti} : Volume armazenado na usina hidroelétrica i no início do estágio t

a_{ti} : Volume afluente à usina i durante o estágio t

u_{ti} : Volume turbinado pela usina i durante o estágio t

s_{ti} : Volume vertido na usina i durante o estágio t

M_i : Conjunto de usinas imediatamente a montante de i

g_{ij} : Geração térmica total na barra k no estágio t

$g_{eol,j}$: Geração eólica na barra k no estágio t

f_{tkl} : Fluxo de potência DC da barra k para a barra l no estágio t

γ_{kl} : Reatância equivalente entre as barras k e l

θ_{tkl} : Diferença de ângulos entre as barras k e l no estágio t

d_{tk} : Demanda total na barra k no estágio t

\bar{v}_i : Volume máximo armazenável na usina i

\bar{u}_i : Volume máximo turbinável da usina i

$\bar{g}_{eol,i}$: Geração eólica máxima na barra k no estágio t

- I_{Hk} : Conjunto de usinas hidroelétricas na barra k
- I_{Tk} : Conjunto de usinas térmicas na barra k
- $I_{\Omega k}$: Conjunto dos fluxos de potência na barra k
- I_{eolk} : Conjunto de usinas eólicas na barra k
- ρ_i : Produtividade da usina i

Deve-se, aqui, ter em mente que as usinas eólicas possuem como combustível o vento e que este não pode ser armazenado. Da formulação acima, pode-se notar que nada impede que as usinas eólicas não sejam despachadas primeiramente. Com intuito de evitar o desperdício do recurso eólico, deve-se indicar na otimização algo que possa fazer com que estas usinas sejam despachadas primeiramente. Uma das soluções é passar toda geração eólica para o lado direito da equação Eq. 6-3 e subtrair da carga total do sistema o valor total de geração eólica. Neste procedimento, faz-se entender que parte da demanda já esteja atendida pelas usinas eólicas. No entanto, isto só seria válido se o sistema elétrico analisado fosse representado em barra única, onde a inexistência de um sistema de transmissão não limitaria as quantidades de potência transferidas.

De forma a fazer com que a formulação do problema seja generalizada e aplicada ao caso de existir um sistema de transmissão e, ao mesmo tempo, resolver o problema de tornar as usinas eólicas usinas de base, convencionou-se utilizar um custo negativo para a geração de energia eólica. Este procedimento é válido por não alterar as restrições já existentes no problema de despacho hidrotérmico e torna simples a adição da fonte eólica. Contudo, o valor do custo total de operação não refletirá o custo correto, necessitando ser corrigido pelo montante de energia eólica gerado no final do processo de convergência do algoritmo.

6.2.1 *Análise de Cluster em Séries Hidrológicas*

Com o objetivo de utilizar na simulação do sistema séries históricas que possuam um comportamento semelhante ao comportamento hidrológico observado durante o ano de 2003 e, ao mesmo tempo, estudar a complementaridade entre as fontes hidráulica e eólica, optou-se por fazer uma clusterização nas séries históricas compreendidas entre os anos de 1931 e 2001. Apesar do estudo da complementaridade entre as fontes não ter relevância para a simulação, esta é considerada como elemento para uma análise qualitativa dos resultados da simulação [NMF2004].

A análise de clusters é um método para se criar grupos de objetos, ou clusters, de forma que as propriedades dos objetos em um cluster são similares, porém diferem de outros clusters. Desta forma, para cada elemento do universo considerado, devem ser conhecidos os atributos a partir dos quais se pretende realizar o processo de classificação em grupos.

Nas análises de clusters, buscou-se classificar as séries anuais de vazões do Rio São Francisco com base em um conjunto de variáveis, que no caso são os valores de vazões de cada mês do ano. No processo de formação dos clusters, os métodos a serem utilizados deverão classificar em um mesmo cluster elementos com o maior grau possível

de homogeneidade e entre os clusters deverá haver o maior grau de heterogeneidade possível.

Existem, para a análise de clusters, dois tipos de processos de classificação formal, denominados de hierárquico e não hierárquico. O método não hierárquico permite formar um número pré-definido de clusters enquanto o hierárquico, a partir de uma seqüência de sucessivos agrupamentos, permite classificar todo universo analisado e representá-los em um gráfico com uma estrutura em árvore chamado de dendograma.

Os métodos hierárquicos aplicam-se a análises que envolvem um pequeno número de variáveis, sendo muitas vezes evitado no tratamento e na representação de um grande número de informações. A Figura 6.3 ilustra o método hierárquico na representação da semelhança hidrológica mensal, onde se pode notar, no nível 10, a existência de dois grupos, um que compreende os meses no início do ano, e outro que compreende o restante do ano, caracterizando um comportamento sazonal da hidrologia da região Nordeste.

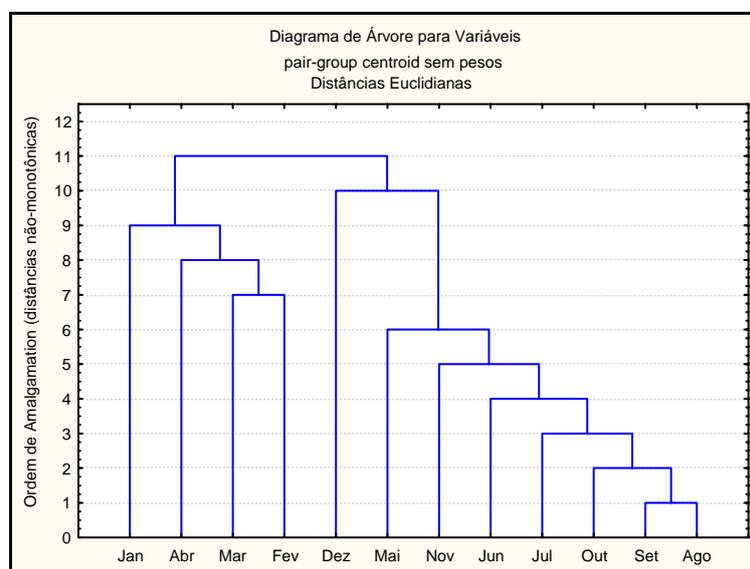


Figura 6.3 – Semelhança mensal de vazões no Rio São Francisco.

Dentre os métodos não hierárquicos, um dos tipos muitos utilizados é o método ***k-means clustering***, que, inicialmente, determina ou assume um centro de conglomerado e em seguida agrupa todos os objetos que estão a menos de um valor pré-estabelecido do centróide. Nas análises utilizando o método k-means, a série histórica de vazões foi agrupada em 5 clusters distintos, caracterizando as séries de acordo com a Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Clusters Representativos das Séries Históricas.

	Tipo de Série	Cluster Representativo
↓	Séries Bem Secas	Cluster nº 2
	Séries Secas	Cluster nº 1
	Séries Médias	Cluster nº 4
	Séries Úmidas	Cluster nº 3
	Séries Muito Úmidas	Cluster nº 5

As séries constituintes de cada cluster encontram-se na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Séries em cada cluster.

Cluster nº 2	1932, 1936, 1953, 1954, 1955, 1956, 1959, 1969, 1971, 1972, 1975, 1976, 1987, 1989, 1995, 1996, 1998, 1999, 2001.
Cluster nº 1	1933, 1934, 1937, 1938, 1939, 1944, 1950, 1958, 1961, 1962, 1963, 1964, 1970, 1977, 1984, 1986, 1988, 1990, 1993, 1997, 2000.
Cluster nº 4	1931, 1935, 1940, 1941, 1942, 1947, 1948, 1951, 1952, 1960, 1965, 1966, 1967, 1968, 1973, 1974, 1978, 1981, 1991, 1994.
Cluster nº 3	1943, 1945, 1946, 1957, 1982, 1983, 1985.
Cluster nº 5	1949, 1979, 1980, 1992.

A Figura 6.4 mostra as vazões médias mensais de cada cluster e, também, o caráter de sazonalidade do regime hidrológico no rio São Francisco, onde, no início do ano, as vazões são maiores, e, entre os meses de agosto e outubro, o rio se encontra em seu período de seca.

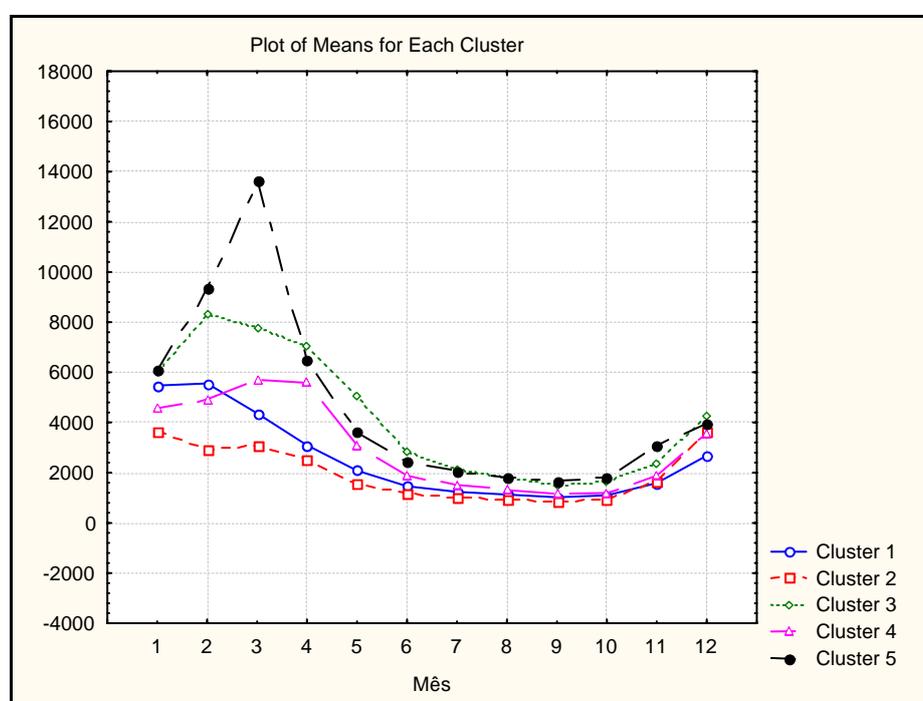


Figura 6.4 – Vazões médias mensais de cada cluster.

O cluster nº. 1 é representado por séries que têm um comportamento semelhante a ao ano de 2003, que apesar não constar no histórico do ONS [O2004C], possui um comportamento de série seca. Assim, o cluster nº. 1 se caracteriza como um conjunto de séries que podem ser utilizadas na simulação do sistema. Ainda, como o algoritmo utilizado é o introduzido no capítulo 4 (Programação Dinâmica Dual Determinística), a simulação utilizando o conjunto de séries históricas representados pelos clusters pode ser utilizada para gerar cenários para diferentes tendências hidrológicas.

Como visto, a análise de clusters neste trabalho serve como uma ferramenta de seleção de séries históricas que possuem semelhança com o comportamento da hidrologia atual

Inserção Eólica no Atual Modelo de Otimização

na tentativa de fazer com que os resultados da simulação sejam mais condizentes com a atual condição do sistema elétrico.

Aproveitando os clusters obtidos, procurou-se avaliar os efeitos da complementaridade entre as fontes eólica e hidráulica. Utilizando os clusters da Tabela 6.2, foi calculado o coeficiente de correlação destes clusters com uma série anual de velocidades médias dos ventos medida na localidade de Caucaia-CE, com dados gentilmente cedidos pela empresa SIIF Énergies. Estes índices de correlação constam na Figura 6.5.

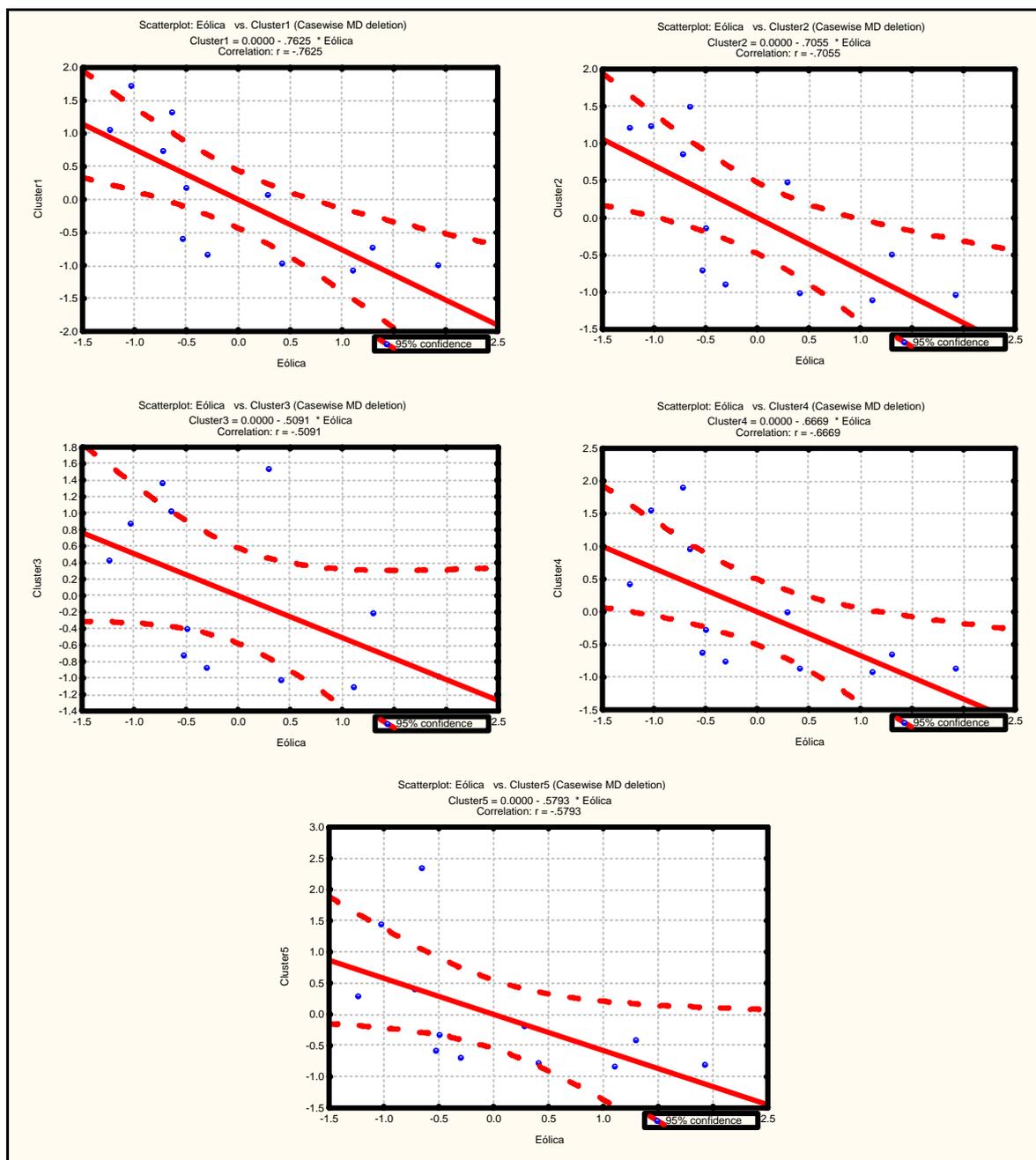


Figura 6.5 – Coeficientes de correlação entre a energia eólica gerada e os clusters.

Inserção Eólica no Atual Modelo de Otimização

Pode-se notar que o regime dos ventos na região Nordeste possui correlação negativa com todos os clusters, sendo a maior correlação negativa com o cluster nº 1 (séries secas), que reflete o comportamento hidrológico atual.

Estes resultados visam não só ajudar nas análises qualitativas dos resultados da simulação, mas, também, para afirmar a necessidade e a importância da geração eólica na região Nordeste como fonte de energia complementar à geração hidrelétrica.

Ainda, utilizando séries de energia natural afluente dos reservatórios equivalentes de cada subsistema, também foram calculados os índices de correlação entre as MLT's (média de longo termo) destas séries e o regime dos ventos no Nordeste. Observando o gráfico da Figura 6.6, pode-se verificar a existência de complementaridade também com os subsistemas Norte e Sudeste. Logo, torna-se interessante, em trabalhos futuros, uma análise mais profunda dos intercâmbios de potência entre o subsistema Nordeste e os subsistemas que são interligados a ele, com a inserção da energia eólica.

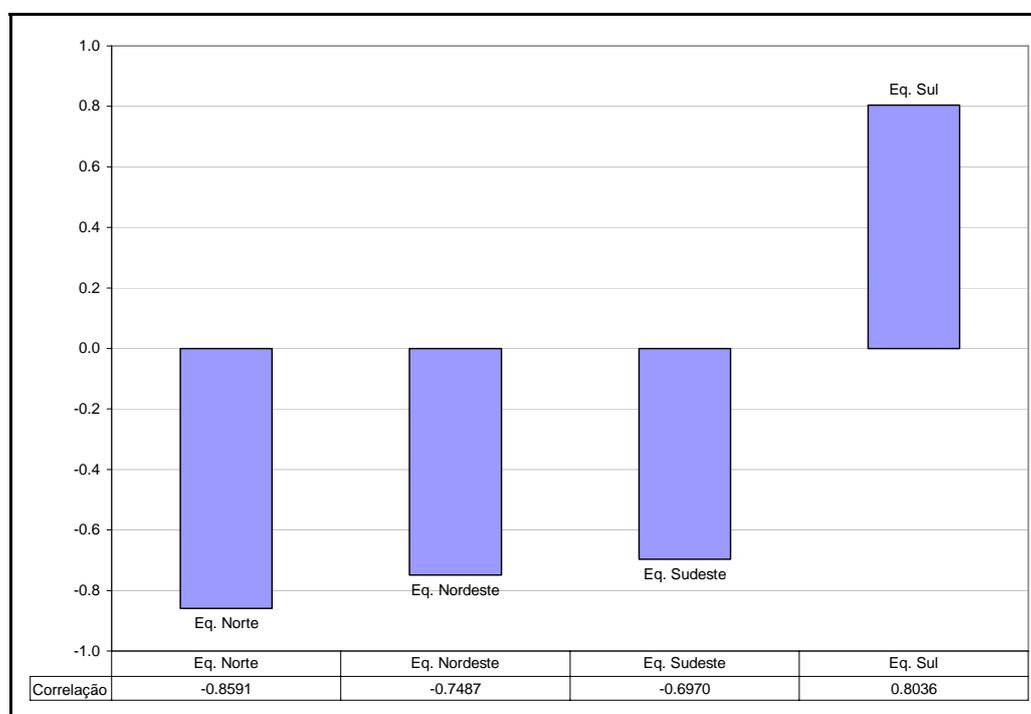


Figura 6.6 – Correlação entre o vento e os subsistemas.

Entretanto, analisando o Sistema Interligado Nacional (SIN), pode-se observar que, se o subsistema Nordeste possuir geração eólica em larga escala, este pode se tornar exportador de energia para os subsistemas Norte e Sudeste, sem deixar de falar, é claro, na economia de água nos períodos de baixa afluência (entre os meses de agosto a outubro, segundo a Figura 6.4) e da regularização sazonal que a energia eólica pode oferecer como fonte complementar.

Outro aspecto importante a ressaltar é o impacto que a regularização sazonal terá nos volumes dos reservatórios das novas usinas hidroelétricas a serem futuramente projetadas. Como a regularização sazonal faz com que haja menores variações nos níveis

dos reservatórios, a incerteza do seu volume de projeto diminui, reduzindo o impacto ambiental causado pela instalação de novas centrais hidroelétricas, principalmente aquelas de grande porte.

6.3 Estimação da Geração Eólica Mensal

Para se estimar o montante mensal de geração eólica, foram utilizados dados de 1 ano de medição no município de Caucaia-CE, com média a cada dois minutos corrigidos para uma altura de 60m. As distribuições de Weibull para cada mês foram convertidas em um gráfico [Horas x Velocidade] e avaliadas segundo a curva de potência de um aerogerador Enercon E-66 1500KW (como visto no capítulo 4). Ainda, utilizou-se um segundo perfil de geração – a geração medida no parque eólico da Taíba-CE, que utiliza aerogeradores Enercon E-40 500KW.

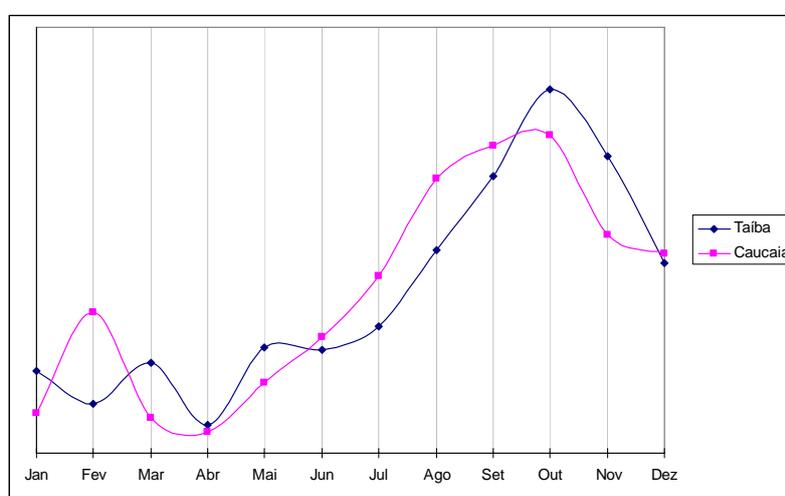


Figura 6.7 – Comparação entre perfis de geração (Taíba x Caucaia).

A inserção de 3000MW de geração eólica na região Nordeste foi feita inserindo 1000MW nas barras 55 (área leste), 56 (área norte) e 57 (área oeste) do sistema equivalente do Nordeste representado na Figura 6.9. Estas barras foram escolhidas justamente por refletirem a realidade que os primeiros parques eólicos serão instalados no litoral e consequentemente irão abastecer as áreas próximas ao litoral.

Sabe-se que o regime dos ventos difere para cada localidade – este fato é captado no modelo ao se utilizar perfil de geração eólica diferentes em cada barra (ver Figura 6.7). Assim, convencionou-se, que o perfil de geração do parque eólico da Taíba-CE, foi utilizado como perfil de geração para a barra 56, enquanto que o perfil calculado com os dados de vento na localidade de Caucaia-CE foi utilizado como perfil de geração para as barras 55 e 57.

6.4 Estimação dos Patamares de Carga

Para o modelo reduzido de 6 barras representado na Figura 6.9, a estimação da demanda utilizada na simulação foi obtida através dos dados contidos na Tabela 5.3. As

informações de “**Duração Mensal dos Patamares de Carga**”, “**Carga (P.U. Demanda Méd.)**” e “**Mercado de Energia Total (Nordeste)**” foram obtidos a partir do arquivo de configuração “patamar.a02” do Modelo NEWAVE.

Segundo o ONS, a demanda total de energia no Nordeste, em média, se distribui segundo os dados contidos na Tabela 6.3. Multiplicando-se a demanda média, em “**Mercado de Energia Total (Nordeste)**”, pela “**Carga (P.U. Demanda Méd.)**” são obtidos os patamares de carga para cada mês do ano. Juntamente com a informação da “**Duração Mensal dos Patamares de Carga**”, foi possível caracterizar três patamares de carga para a simulação em cada mês.

Tabela 6.3 – Dados utilizados na simulação para estimação da carga (Ano 2004)

Duração Mensal dos Patamares de Carga															
	Pat1	Pat2	Pat3	Carga (P.U. Demanda Med.)											
	Pes	Med	Lev	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Jan	0.1048	0.5229	0.3723	1.1149	1.1138	1.1322	1.1377	1.1491	1.1526	1.1489	1.1450	1.1383	1.1450	1.1631	1.1540
Feb	0.0990	0.5065	0.3945	1.0369	1.0454	1.0408	1.0547	1.0509	1.0469	1.0451	1.0499	1.0541	1.0514	1.0441	1.0291
Mar	0.1089	0.5349	0.3562	0.9159	0.9130	0.8984	0.8938	0.8944	0.8924	0.8870	0.8890	0.8865	0.8944	0.9011	0.9160
Apr	0.1000	0.5083	0.3917												
May	0.1008	0.5108	0.3884												
Jun	0.1042	0.5208	0.3750												
Jul	0.1089	0.5349	0.3562												
Aug	0.1048	0.5229	0.3723												
Sep	0.1042	0.5208	0.3750												
Oct	0.1009	0.5115	0.3876												
Nov	0.1000	0.5083	0.3917												
Dec	0.1048	0.5229	0.3723												
				Mercado de Energia Total (Nordeste)											
				5975	5940	6200	6210	6001	6295	6038	6210	6634	6816	6919	6931
				Porcentagem média da demanda total nas áreas do nordeste											
				Área Leste (55)			33.4%			Área Oeste (57)			6.5%		
				Área Sul (54)			36.1%			Área Centro (52)			1.0%		
				Área Norte (56)			18.0%			Área Sudoeste (53)			5.0%		

De modo a acelerar o processo de convergência, convencionou-se resolver o problema de otimização mensal primeiramente para a carga pesada e, em seguida, para a carga média e carga leve, como ilustra a Figura 6.8. Ainda, foi utilizado um custo de déficit de 680 R\$/MWh.

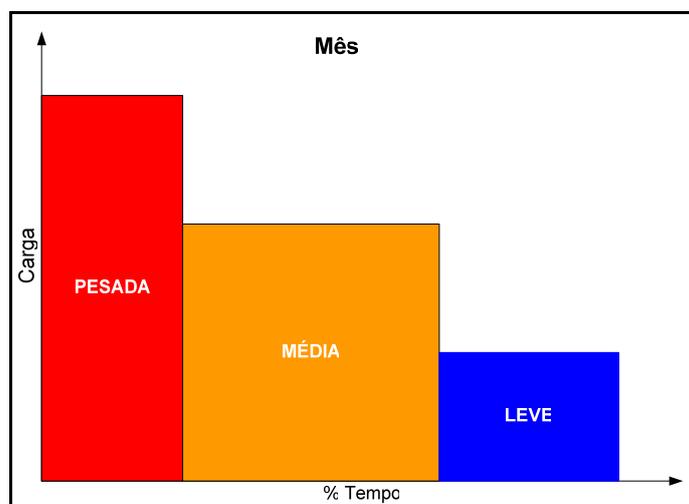


Figura 6.8 – Seqüência temporal utilizada na simulação.

6.5 Simulação do sistema Hidrotérmico-Eólico na Região Nordeste

A inserção de 3000MW de geração eólica na região Nordeste foi avaliada por um sistema equivalente de 6 barras (Figura 6.9), obtido através da análise do modelo completo em variadas condições de oferta e demanda em todas as sub-regiões do Nordeste, e ainda, através de simulações utilizando os softwares Anarede [A2003], Powerworld [P2004B] e dados coletados durante o ano de 2003.

A utilização de 6 barras para o equivalente se deve ao fato de que o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS já possuía dados de demanda associados às seis sub-regiões do Nordeste, como visto na Tabela 6.3, facilitando os ajuste das reatâncias das linhas de transmissão deste equivalente.

O objetivo de um modelo equivalente é ter um comportamento energético semelhante ao de um modelo completo, isto é, quando houver aumento ou redução da demanda, este continue sendo capaz de atender a esta demanda sem causar sobrecarga excessiva nas linhas de transmissão e respeitando os limites de estabilidade, tal qual acontece no modelo completo.

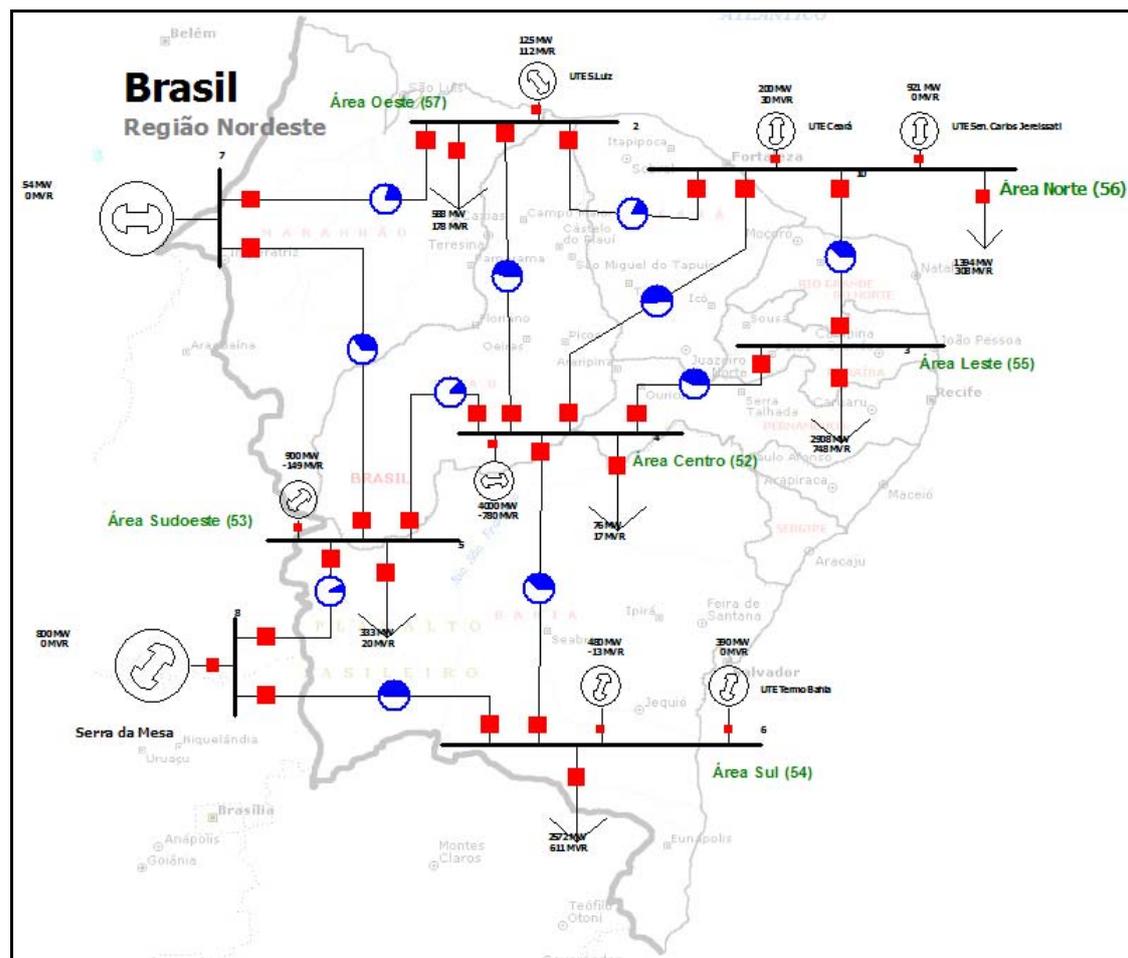


Figura 6.9 – Equivalente de 6 barras do Subsistema Nordeste.

Inserção Eólica no Atual Modelo de Otimização

O sistema equivalente, então, foi simulado usando projeções para o crescimento da demanda para o ano de 2004, e valores médios das séries hidrológicas que possuem um comportamento semelhante ao que se observa na atualidade, representado pelo Cluster nº. 1. Assim, foi feita a inserção de 1000MW nas áreas oeste (57), norte (56) e leste (55) totalizando 3.000MW de geração eólica instalada na região. Vale observar no modelo que as áreas oeste (57) e norte (56) possuem apenas geração térmica enquanto que a área leste (55) é representada somente como centro de consumo.

Os custos utilizados na simulação são: Custo de déficit de 680,00 R\$/MWh; Custo de geração hidroelétrica: 0 R\$/MW; Custo de geração térmica: 115 R\$/MW; Custo de geração térmica emergencial: 315 R\$/MW; Custo de geração eólica: -1 R\$/MW.

Utilizando a técnica de decomposição de Benders, introduzida no Capítulo 4, o problema representado pelas Eqs 6-1 à 6-9 é resolvido utilizando um algoritmo na linguagem MATLAB 7.0. O fluxograma de todo o processo é mostrado na Figura 6.10.

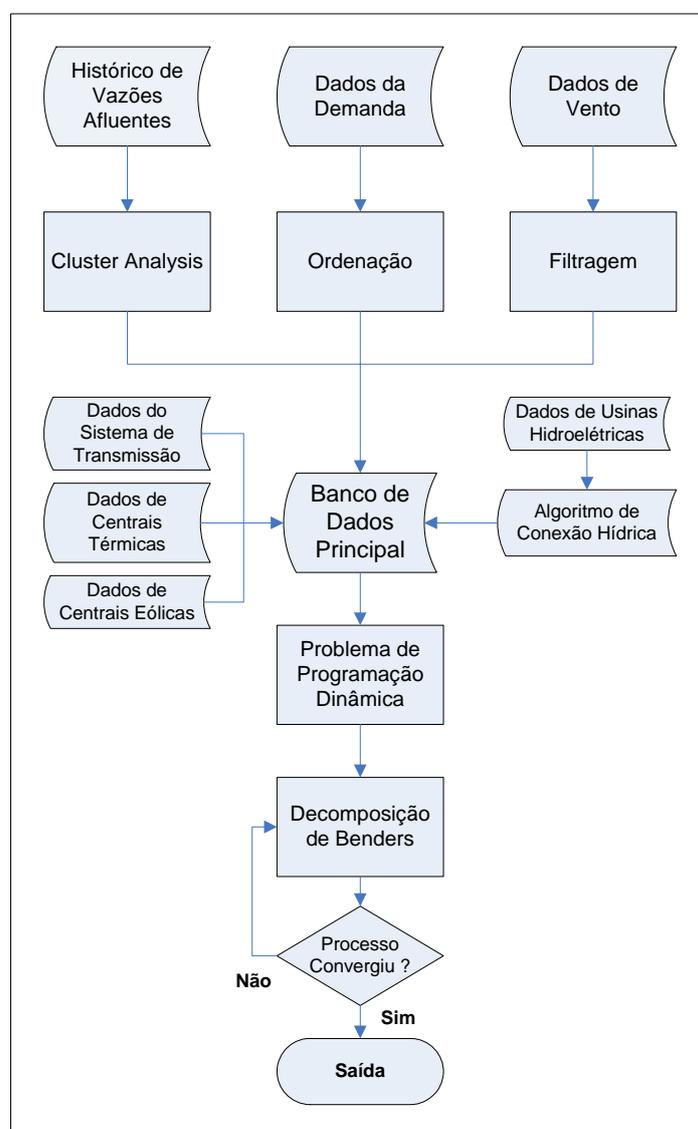


Figura 6.10 – Fluxograma do processo de Otimização.

6.6 Resultados das Simulações

A inserção de 3.000MW de potência eólica instalada na região nordeste revelou uma grande alteração no preço da energia, refletindo o caráter de complementaridade já comentado na item 6.2.1. Notou-se que o preço é sempre afetado quando é necessário aumentar a geração térmica, devido a baixos volumes de armazenamento nos diversos reservatórios do sistema. Isto acontece devido a que, no processo de otimização, a geração térmica é substituída pela geração eólica que possui um custo menor de produção de energia. Entretanto, quando não é necessário aumentar a oferta de geração térmica, a geração eólica provoca um ganho de energia em forma de água armazenada, que ao longo do período de otimização, representa uma diminuição do uso da geração térmica. Valores simulados para o ano de 2004 com série histórica de vazão do ano de 2000 (série representativa do cluster n.º1) e séries de ventos de 2002, são mostrados na Figura 6.11.

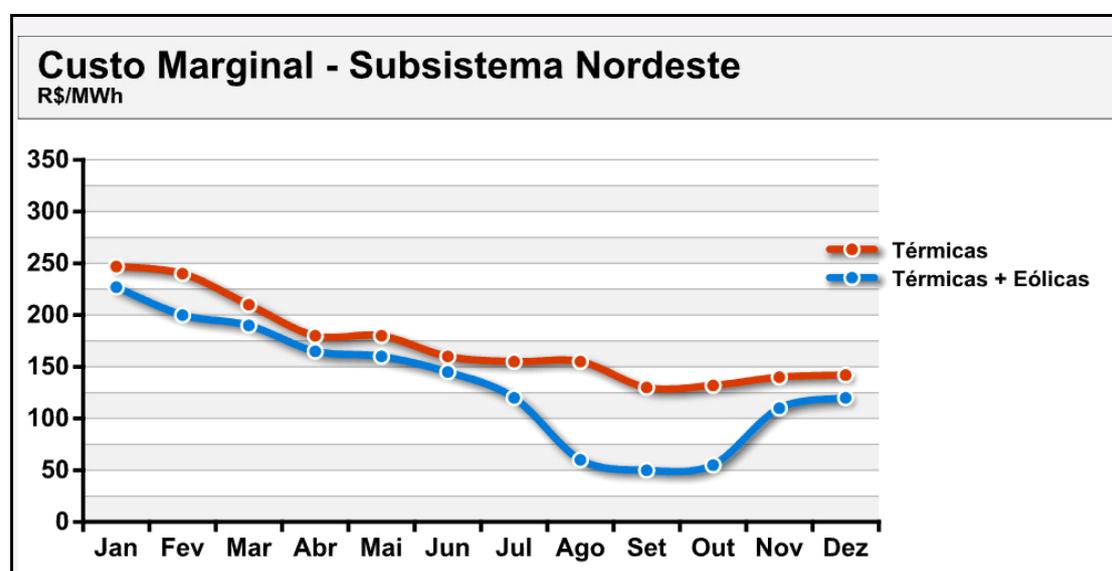


Figura 6.11 – Custo marginal de operação no nordeste.

A soma dos reservatórios de Três Marias, Sobradinho e Itaparica (Figura 6.1) é de 47 trilhões de metros cúbicos de volume útil. O nível médio dos reservatórios destas três usinas em janeiro de 2004 era de 14,6%. Assim, a simulação foi iniciada com estas condições, na tentativa de se criar uma semelhança com as condições atuais do sistema.

Em uma análise comparativa, os resultados mostraram que com a inserção de 3.000MW de potência eólica instalada pode-se economizar algo em torno de 4,6 trilhões de metros cúbicos por ano de água (cerca de 10% da soma dos volumes dos reservatórios). Esta água regulariza o funcionamento dos reservatórios em períodos de seca, mas também pode ser utilizada em projetos de irrigação e transposição das águas do Rio São Francisco. O ganho de água armazenada durante o ano é mostrado na Figura 6.12.

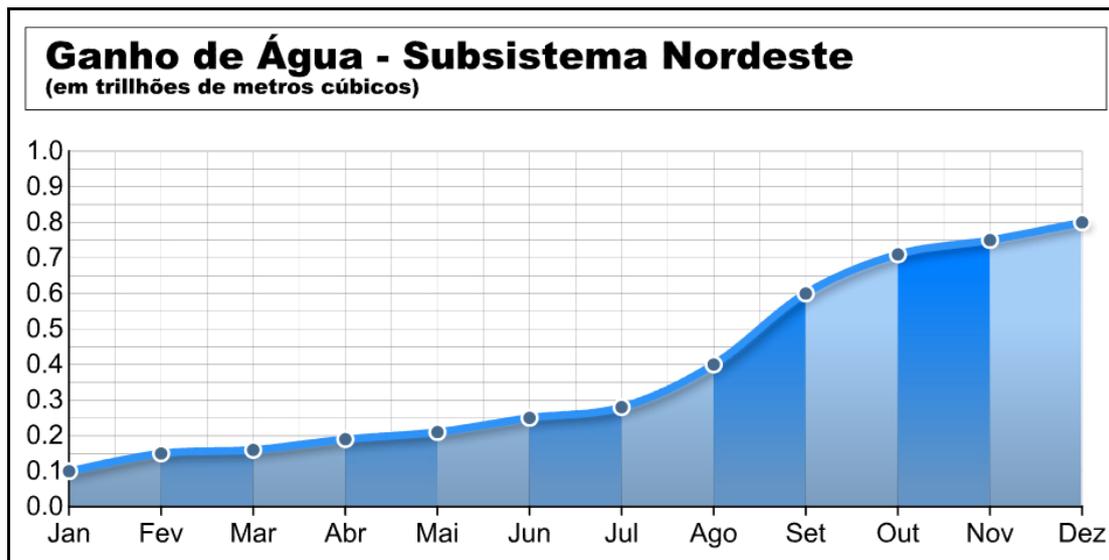


Figura 6.12 – Ganho no volume de água armazenada.

6.7 Conclusão

O modelo elaborado neste trabalho representa uma primeira abordagem para se avaliar o impacto energético de fontes eólicas no sistema elétrico brasileiro através de escolhas feitas na hidrologia e no comportamento dos ventos.

A geração eólica, segundo o comportamento estudado, traz muitos benefícios com a sua inserção no sistema elétrico, pois além de diminuir os custos de produção de energia (no caso de substituição da energia térmica), ainda ajuda a regularizar os reservatórios na região nordeste. Acrescenta-se ainda o fato de que, devido à alta correlação negativa dos ventos com os reservatórios da região norte, a inserção eólica no nordeste também deve promover uma grande mudança na operação da interligação norte-nordeste, diminuindo o grande fluxo de potência observado da região norte para o nordeste, reduzindo, assim, a probabilidade de ocorrer problemas de estabilidade nesta interligação.

Outro aspecto relevante a ser observado é que a economia de água para outras atividades também pode ser analisada do ponto de vista que as futuras usinas hidroelétricas a serem construídas podem ter seus reservatórios redimensionados, em função desta economia de água, e da regularização da operação hidráulica das usinas existentes. Este fato, além de promover um menor custo de construção para as futuras usinas hidroelétricas, também diminui os impactos ambientais causados pela grande área alagada dos seus reservatórios.

O modelo de programação dinâmica dual determinística utilizado nas simulações para a avaliação da inserção representa de certa forma, uma simplificação do modelo atual vigente (programação dinâmica dual estocástica). Apesar da inserção de fontes eólicas ter sido feita neste modelo simplificado e com rede equivalente à rede real, o processo de inserção em um modelo estocástico se dará da mesma forma: utilizando um custo negativo para a geração eólica (segundo a formulação do problema da Eq. 6-1), de forma a torná-la geração de base.

Inserção Eólica no Atual Modelo de Otimização

O montante de geração eólica a ser utilizado em modelos estocásticos pode ser obtido da mesma forma que neste trabalho, utilizando os dados de vento existentes e calculando a sua energia gerada mensal através das distribuições de Weibull. No entanto, alguns trabalhos no sentido de criação de séries sintéticas de ventos para fins de estudos energéticos estão sendo pesquisados, fornecendo, assim, focos para trabalhos futuros nesta área.

Capítulo 7

CONCLUSÕES

7.1 *Retrospectiva*

A energia eólica tem se destacado mundialmente como uma fonte de energia com impactos ambientais reduzidos e de fácil minimização. A conscientização das suas vantagens como fonte renovável de energia torna o seu futuro ainda mais promissor. No Brasil, onde é um privilégio possuir áreas de grande aproveitamento eólico em todo o litoral e, também, em alguns locais no interior de seu território, há uma vontade política no sentido de que o uso desta fonte cresça com sucesso na contribuição do fornecimento de uma energia limpa, eficiente e inesgotável.

O sistema elétrico brasileiro possui muitas incertezas envolvidas em seu funcionamento, logo, a dimensão do problema da alocação dos recursos energéticos e do despacho ótimo da geração se torna de difícil compreensão pela maioria dos agentes envolvidos. No Brasil, o planejamento da operação do Sistema Elétrico é feito de forma centralizada, com o objetivo de alcançar o maior aproveitamento do sistema. Quem o coordena é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e com isto é possível, por exemplo, definir metas para usinas hidrelétricas de regiões que estejam hidraulicamente favoráveis que auxiliem regiões que estejam enfrentando condições mais adversas.

Para alcançar o seu objetivo, o ONS utiliza modelos cujo horizonte de visão vai do médio prazo até o despacho horário do sistema. O detalhamento do sistema elétrico aumenta conforme o horizonte de planejamento se torna mais curto. Este trabalho concentra-se no modelo de médio prazo e faz a inserção da energia eólica como energia de base, caráter este que se reflete na regularização dos reservatórios da região nordeste, onde este sistema foi simulado em um modelo equivalente.

Métodos de decomposição (como a técnica de decomposição de Benders) são essenciais para a solução de problemas dinâmicos de grande porte e são empregados no processo de otimização dos programas computacionais utilizados no sistema elétrico brasileiro. A proposta da inserção da energia eólica utilizando o modelo vigente não altera os parâmetros do processo de otimização, nem o de convergência da técnica de Benders, evitando, assim, grandes mudanças nos sistemas computacionais já existentes.

Este trabalho analisou a inserção da energia eólica em larga escala no Sistema Interligado Nacional. Tomando o modelo de otimização existente como base, e analisando alguns aspectos da geração eólica, verifica-se que a energia eólica deve ser sempre entendida como energia de base, uma vez que não existe um “reservatório de ventos”. No entanto, pode-se armazenar a energia eólica na forma de água, quando imagina-se a operação conjunta entre as fontes eólica e hidráulica. Este fato deve alterar de maneira sutil a operação do sistema no médio prazo e, significativamente, no curto prazo, tendo em vista que possíveis variações na sua geração devem ser compensadas pela geração hidráulica.

Conclusões

Os benefícios da energia eólica na matriz energética vão desde a sua concepção como fonte de energia não poluente, renovável, de reduzidos impactos ambientais e capaz de produzir energia elétrica em larga escala. A complementaridade entre os regimes eólico e hidráulico se traduz como uma grande vantagem para a operação de todo o sistema interligado. Esta vantagem seria a de facilitar a operação do sistema já que o comportamento complementar faz com que sejam minimizadas as incertezas tomadas com relação à hidrologia, e conseqüentemente, ao nível futuro dos reservatórios.

7.2 Principais Contribuições

A principal contribuição deste trabalho é a inserção da energia eólica no processo de decomposição de Benders do problema de despacho ótimo. Para isto, foi construído, no capítulo 4, um problema exemplo de otimização de dois estágios para um melhor entendimento do processo de otimização. O capítulo 6 mostra como é feita a coordenação hidrotérmica com a inserção de fontes eólicas.

Também são descritos aspectos importantes para o entendimento da energia eólica, visando preencher uma parte da lacuna existente no que se diz respeito a material técnico sobre o assunto.

Adicionalmente, o trabalho procurou organizar de forma didática o novo modelo de funcionamento do setor elétrico sob o ponto de vista da otimização e operação do sistema, apresentando os softwares utilizados no planejamento da operação e expansão elétrica.

Foi desenvolvido um sistema computacional em MATLAB com o despacho econômico baseado na programação dual para futura utilização no meio acadêmico e, principalmente, em cursos para o setor elétrico brasileiro.

7.3 Trabalhos Futuros

Como visto no capítulo 6, a simulação do subsistema nordeste se deu através de um modelo equivalente de 6 barras. O uso de modelos equivalentes para reduzir a dimensão do problema a ser resolvido deve ser empregado com cautela, pois a equivalência pode trazer incompatibilidades com relação ao modelo real, pois é muito difícil obter um modelo equivalente que responda da mesma maneira que o sistema real frente a grandes variações dos patamares de carga. Assim, uma segunda abordagem para o problema de despacho proposto nesta dissertação, seria a de trabalhar com o modelo completo do sistema elétrico. Devido à predominância da geração hidroelétrica no Parque Gerador Brasileiro, a estabilização sazonal da oferta de energia poderia ser analisada de forma mais precisa.

O montante de geração eólica mensal utilizada nas simulações poderia também ser calculado em base semanal ou até mesmo diária através da montagem dos diagramas de “dia representativo”, explicado no item 5.8.3, estimando-se, assim, o atendimento horário à demanda.

Conclusões

Como as simulações deste trabalho foram feitas “isolando” o subsistema nordeste dos outros subsistemas, outra melhoria seria a de avaliar o comportamento do subsistema nordeste com relação a condição real de oferta e demanda de energia no restante do sistema elétrico brasileiro. Isto teria como objetivo adicionar as contribuições reais que estes outros subsistemas possuem com relação ao nordeste como, por exemplo, a disponibilidade de oferta de energia e o limite dos intercâmbios.

A representação de possíveis períodos críticos mais severos que os observados no histórico de séries hidrológicas podem ser analisados pela utilização das técnicas de cluster, conforme se mostra no capítulo 6. No entanto, nada foi dito a respeito de representar períodos críticos nos históricos de séries de vento. Esta representação seria útil em períodos que o regime dos ventos fosse diferente daquele adotado para estudo. Isso seria um avanço na área de planejamento da operação e expansão energética com geração eólica. Muitos trabalhos estão sendo feitos no sentido de utilizar uma função estatística para gerar séries de vento para fins de simulação e gerenciamento de risco de não atendimento à demanda.

Uma outra implementação que pode ser adicionada ao modelo é a incorporação da chamada Curva de Aversão ao Risco (descrita no capítulo 3), que tenta impedir os sistemas equivalentes, ou os reservatórios dos sistemas equivalentes, serem deplecionados abaixo de um determinado limite. Isto é feito, atribuindo-se um custo adicional na função objetivo do problema de despacho hidrotérmico para a geração hidráulica que levar o reservatório à usinas individualizadas ou equivalente para um valor abaixo do mínimo. A utilização da Curva de Aversão ao Risco está sendo discutida pelo Setor Elétrico Brasileiro e pode passar a ser, obrigatoriamente, adotada em estudos de coordenação hidrotérmica.

Por fim, uma outra abordagem ao problema de despacho hidrotérmico seria a de se utilizar recursos de inteligência artificial. Quanto mais interligado e complexo o sistema elétrico brasileiro se torna, com a adição de novas tecnologias para geração, mais o esforço computacional aumenta. A busca de novas ferramentas que facilitem a representação dos diversos tipos de fontes em uma única formulação que apresente resultados mais rápidos de convergência que os métodos já utilizados, deve ser constantemente a grande busca para a melhoria da operação do sistema elétrico brasileiro em tempo real.

Referências Bibliográficas

- [A2004] Atlas Geográfico do Brasil - Editora Melhoramentos Ltda; Direitos para INTERNET reservados ao UOL Disponível via www.uol.com.br/atlas. Arquivo consultado em 07 de janeiro de 2004.
- [D2001] Dutra, Ricardo Marques; Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico, Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ – Rio de Janeiro, Fevereiro de 2001.
- [W2004] Wind Force 12: A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020, publicação disponível para download na INTERNET via <http://www.ewea.org/03publications/WindForce12.htm>. Arquivo consultado em 23 de dezembro de 2003.
- [C2003] Seminário: Contribuições para o Estabelecimento de uma Nova Matriz Energética Brasileira; Material em CD-ROM; Rio de Janeiro, Agosto de 2003.
- [F1989] Soddy, Frederick; Matter and Energy, 1912, Livro, Ed. London: Williams & Norgate; citado em Foley, Gerald; The Energy question, Londres 1989.
- [M2004] Matlab 7 Reference Guide, The MathWorks Inc., 2004; Disponível para download na INTERNET via <http://www.mathworks.com/>. Arquivo consultado em Dezembro de 2004.
-
- [O2002] ONS; Planejamento da Operação do Sistema Elétrico; Procedimentos de Rede, 2002.
- [S2002] Soares, Neyl Hamilton Martelotta; Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), UNIFEI – Itajubá, Maio de 2002.
- [O2004A] ONS; O Sistema Interligado Nacional; Website, Disponível em <http://www.ons.com.br/ons/sin/abertura2.htm>,. Informações consultadas em Janeiro de 2005.
- [O2003] ONS; Integração dos Agentes ao Sistema Interligado Nacional, Publicação, Maio de 2003.
- [P2004A] PriceWaterHouseCoopers; Estudo do Novo Modelo do Setor Elétrico; Energy & Utility Group, Documento, Julho de 2004.
- [C1982] Chiang, Alpha; Mathematics for Economists; Makron Books, 1982.
- [C2004] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, disponível na INTERNET via <http://www.mae.org.br/precos/metodologia/index.jsp>, Arquivo consultado em 17 Novembro de 2004.

- [O2004B] ONS; O Sistema Interligado Nacional; Disponível na INTERNET via http://www.ons.com.br/ons/operacao/curva_guia_seguranca.htm, Arquivo consultado em 17 de Janeiro de 2004.
- [M2000] Marangon Lima, J. Wanderley; Mercado de Energia Elétrica, Apostila Curso Especialização em Sistema Elétricos – Parte I, Julho de 2000.
- [C1994] Camac, Daniel; Programacion Dinamica Dual Determinística em el Despacho Hidrotérmico, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica); Pontificia Universidad Católica de Chile – Santiago de Chile, 1994.
- [B1962] Benders, J. F.; Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems, Revista Numerisch Mathematic, 4 (1962), pp. 238-252.
- [L1970] L. S. Lasdon, Optimization Theory for Large Systems; Livro; Ed. Macmillan Series in Operations Research, 1970, pp.104-105.
- [ZPR1997] Zakeri, G.; Philpott A.; Ryan, D.; Inexact Cuts in Benders Decomposition, Paper; SIAM Journal on Optimization Volume 10, Number 3, 1970 pp. 643-657.
- [I1971] Intriligator, Michael D.; Mathematical optimization and economic theory; Livro; Ed. Prentice Hall, 1971.
- [B2004] Brandão, J. L. Boccia; Modelo para Operação de Sistemas de Reservatórios com Usos Múltiplos, Tese (Doutorado em Engenharia); Escola Politécnica da USP – São Paulo, 2004.
-
- [A2001] ELETROBRÁS, CEPEL. Atlas Eólico do Brasil , Brasília, 2001
- [H1985] Hirata, Miguel H.; Curso; Energia Eólica: Uma Introdução, Rio de Janeiro, COPPE-UFRJ, 1985.
- [H2001A] Hirata, Miguel H.; Os Ventos: Origens e Mecanismos – Curso Introdução ao Aproveitamento da Energia Eólica, Rio de Janeiro, 2001.
- [H2001B] Hirata, Miguel H.; Regime dos Ventos: Descrição Estatística dos Regimes dos Ventos – Curso Introdução ao Aproveitamento da Energia Eólica, Rio de Janeiro, 2001.
- [H2001C] Hirata, Miguel H.; Operação de Sistemas Eólicos: Síntese de Sistemas Eólicos – Curso Introdução ao Aproveitamento da Energia Eólica, Rio de Janeiro, 2001.
- [S1999] Silva, Patricia C.; Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento, Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), COPPE/UFRJ – Rio de Janeiro, 1999.

- [**TP1989**] Troen, I.; Petersen, E.L.; European Wind Atlas 1.º Ed. Roskilde, RisØ National Laboratory, 1989.
- [**MTP1993**] Mortensen, N.G.; Troen, I.; Petersen, E.L.; Wind Atlas Analysis and Application Program (*WAsP*) 1.º Ed. Roskilde, RisØ National Laboratory, 1983.
- [**D2003**] Danish Wind Turbine Manufactures Association; Guided Tour on Wind Energy, Denmark, 2003.
- [**V2004**] Vestas; Catálogo de Aero geradores Série V.80, 2004.
- [**E2004**] Enercon; Catálogo de Aero geradores Série E-40, 2004.
- [**RN1994**] Rohatgi, Janardan S.; Nelson, Vaughn; Wind Characteristics: An Analysis for the Generation of Wind Power; Livro; Ed. West Texas A&M University, Maio de 1994.
- [**B1926**] Betz, Albert; Wind Energie, livro, Ed. Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen 1926.
- [**A2000**] Al-Fawzan, Mohammad A. Methods for Estimating the Parameters of the Weibull Distribution, 2000.
-
- [**C2002**] Comitê da Bacia do Rio São Francisco; Website; Características Gerais, Disponível na INTERNET via http://www.cbhsaofrancisco.org.br/bac_001a.htm. Arquivo consultado em Agosto de 2004.
- [**NMF2004**] Nascimento, Marcio H. L.; Marangon, J. W. Lima; Ferreira, Tiago G. Leite; Wind Power Stations – The Impact on the Brazilian Power System, Paper IX SEPOPE, Rio de Janeiro, maio 2004.
- [**O2004C**] Histórico de Vazões Afluentes, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Disponível na INTERNET via <http://www.ons.com.br/>, Consultado em Maio de 2004.
- [**P2004B**] Powerworld Simulator 9.0, PowerWorld Corporation, Disponível na INTERNET via <http://www.powerworld.com/>, Arquivo consultado em Novembro de 2003.
- [**A2003**] Software Anarede, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Informação disponível na INTERNET via <http://www.cepel.br/> e consultada em dezembro de 2004.
- [**M2004**] Matlab 7 Optimization Toolbox User's Guide Version 2.2 (Online Guide).