

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI

**PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE
GERAÇÃO COM ELEVADA PENETRAÇÃO
DE ENERGIA EÓLICA**

WARLEY DE SOUSA SALES

Dissertação submetida ao
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO DA UNIFEI
Como requisito parcial para obtenção do título de
Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva
Co-Orientador: Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Fevereiro de 2006
ITAJUBÁ – MG – BRASIL



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O I

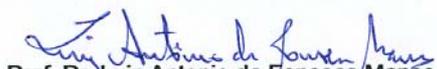
PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

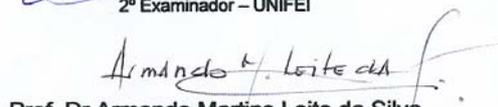
A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 060 de 16 de fevereiro de 2006, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **“Planejamento de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica”** apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**, satisfeitas as demais exigências regimentais, a **Warley de Sousa Sales**.

Itajubá, 17 de fevereiro de 2006.


Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula
1º Examinador - UNESP


Prof. Dr. Robson Celso Pires
2º Examinador - UNIFEI


Prof. Dr. Luiz Antonio da Fonseca Manso
3º Examinador - (Co-Orientador) - UFSJ


Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
4º Examinador - (Orientador) - UNIFEI

Aos meus pais Francisco e Margarida,
à minha irmã Suele
e à Rosimar.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela vida, pela família e pelos amigos.

Aos meus pais Francisco e Margarida, pelo carinho, amor, dedicação e por terem sido os maiores patrocinadores dos meus sonhos.

À Suelle pelo incentivo e pelas palavras de consolo nos momentos difíceis.

À Rosimar, pelo carinho, confiança e exemplo de determinação.

Ao professor Armando Martins Leite da Silva, pela paciência, amizade, dedicação, compreensão e orientação ao longo da realização deste trabalho.

Ao professor Luiz Antônio da Fonseca Manso, por ter acreditado na minha capacidade, por me ter despertado o gosto pela área de sistemas elétricos de potência, pelas orientações, críticas e sugestões para elaboração deste trabalho.

Ao engenheiro Manuel João Queiros de Aguiar, pelos dados referentes ao sistema elétrico português.

À CAPES pelo apoio financeiro.

RESUMO

As fontes de energias renováveis irão assumir uma fração importante das formas de produção elétrica com vista a minimizar a dependência dos combustíveis fósseis e as emissões de CO₂. A inserção dessas fontes no sistema de potência tem despertado a atenção tanto dos órgãos reguladores, quanto dos planejadores e operadores – não só por representar uma alteração estrutural importante, mas também porque introduz um elevado número de variáveis aleatórias e complexidades nos sistemas de geração e transmissão, devido à capacidade flutuante das fontes renováveis.

Em vista da fragilidade dos critérios determinísticos em lidar com as aleatoriedades envolvidas nos sistemas de potência, a adoção de metodologias probabilísticas torna-se imprescindível para uma correta definição dos requisitos de reserva em sistemas com elevada penetração de energia renovável. Todavia, os modelos probabilísticos não são ainda facilmente aceitos. Com o intuito de diminuir a rejeição às técnicas probabilísticas, foi desenvolvida uma nova metodologia, denominada análise de bem-estar ou confiabilidade preventiva, a qual combina o rigor dos modelos probabilísticos com a percepção determinística dos planejadores. Essa técnica, por meio da divisão dos estados de sucesso em estados *saudáveis* e *marginais*, permite identificar o quão distante o sistema opera da região de falha.

Esta dissertação apresenta uma metodologia, baseada no método de simulação Monte Carlo seqüencial, para a avaliação dos requisitos de reserva de sistemas de geração com elevada penetração de energia renovável. O objetivo central é analisar o comportamento dos índices tradicionais e os de bem-estar, quando o nível de penetração assume valores significativos, seja de fontes de origem hidráulica ou eólica. A aplicação da metodologia proposta é ilustrada por meio de estudos de casos realizados com configurações do sistema de geração português.

ABSTRACT

Renewable sources of energy will take a greater share of the electricity generation mix in order to minimize the dependence on fossil fuels and the emission of CO₂. The insertion of those sources in the power systems have called the attention of regulator organs, as well as planners and operators – not only because it represent an important structural change, but also because of the introduction of a high number of random variables and complexities in the generation and transmission systems, due to flotation capacity of renewable sources.

Bearing in mind the fragility of deterministic criteria to work with randomness involved in power systems, the adoption of probabilistic approaches become crucial for a correct definition of reserve requirements in systems with high penetration of renewable energy. However, the probabilistic models are not still easily accepted. In order to reduce the rejection in relation to probabilistic techniques, a new methodology called *Well-Being Analysis* was developed, which combines the robustness of probabilistic approaches with the deterministic planners' perception. This technique, by further classifying the success states in *healthy* and *marginal*, allows the identification of how distant from the failure region the system operates.

This dissertation presents a new methodology, based on the sequential Monte Carlo simulation model, to evaluate the reserve requirements of generating systems with high penetration of renewable energy. The main objective is to analyze the behavior of the traditional and Well-Being indices, when the penetration level assumes significant values, no matter if it is from hydraulic or wind sources. The application of the proposed methodology is illustrated through case studies carried out using configurations of the Portuguese generating system.

SUMÁRIO

| | |
|---|-------------|
| LISTA DE FIGURAS | vi |
| LISTA DE TABELAS | viii |
| LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS | xi |
| CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO..... | 1 |
| 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS | 1 |
| 1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO..... | 5 |
| 1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO..... | 9 |
| CAPÍTULO 2: CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO..... | 11 |
| 2.1 INTRODUÇÃO..... | 11 |
| 2.2 CONCEITOS BÁSICOS..... | 12 |
| 2.2.1 Índices de Confiabilidade Tradicional | 14 |
| 2.2.2 Índices de Confiabilidade Preventiva..... | 15 |
| 2.3 REPRESENTAÇÃO POR ESPAÇO DE ESTADOS | 15 |
| 2.3.1 Convolução..... | 16 |
| 2.3.2 Enumeração de Estados | 18 |
| 2.3.3 Simulação Monte Carlo Não-Seqüencial | 19 |
| 2.4 REPRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA | 22 |
| 2.4.1 Simulação Monte Carlo Seqüencial..... | 23 |
| 2.4.2 Representação das Centrais Térmicas..... | 26 |
| 2.4.3 Representação das Grandes Centrais Hidrelétricas..... | 26 |
| 2.4.4 Representação das Pequenas Centrais Hidrelétricas | 27 |
| 2.4.5 Representação das Centrais Eólicas..... | 29 |
| 2.4.6 Representação das Centrais de Co-geração..... | 30 |
| 2.5 CONCLUSÕES | 31 |
| CAPÍTULO 3: TRATAMENTO DE DADOS..... | 33 |
| 3.1 INTRODUÇÃO..... | 33 |
| 3.2 MODELO DE CARGA | 34 |

| | | |
|-------------------------------------|---|-----------|
| 3.3 | DADOS DA GERAÇÃO | 35 |
| 3.3.1 | Geração Hidráulica | 35 |
| 3.3.2 | Geração Térmica | 36 |
| 3.3.3 | Geração Eólica | 38 |
| 3.3.4 | Pequenas Centrais Hidrelétricas | 41 |
| 3.3.5 | Co-geração | 42 |
| 3.4 | BACIAS HIDROGRÁFICAS | 44 |
| 3.5 | PARQUES EÓLICOS | 48 |
| 3.6 | SAZONALIDADE DA CO-GERAÇÃO | 52 |
| 3.7 | MANUTENÇÃO | 53 |
| 3.8 | CONCLUSÕES | 54 |
| CAPÍTULO 4: APLICAÇÕES | | 57 |
| 4.1 | INTRODUÇÃO | 57 |
| 4.2 | ESTABELECIMENTO DE PADRÕES | 58 |
| 4.2.1 | Caso Base | 58 |
| 4.2.2 | Caso 1 – Pior Condição Hidrológica | 60 |
| 4.2.3 | Caso 2 – Piores Condições Hidrológicas e Eólicas | 61 |
| 4.2.4 | Caso 3 – Piores Condições Hidrológicas, Eólicas e de Manutenção | 62 |
| 4.2.5 | Caso 4 – Piores Condições Hidrológicas, Eólicas, de Manutenção e de Co-geração | 63 |
| 4.3 | REVISÃO DO PLANO DE EXPANSÃO | 65 |
| 4.3.1 | Sistema Hidráulico | 66 |
| 4.3.2 | Sistema Térmico | 66 |
| 4.3.3 | Produção em Regime Especial | 68 |
| 4.3.4 | Evolução da Carga | 73 |
| 4.3.5 | Incertezas no Crescimento da Carga | 74 |
| 4.3.6 | Evolução da Potência em Manutenção | 75 |
| 4.3.7 | Análise do Plano de Expansão | 77 |
| 4.4 | ASPECTOS COMPLEMENTARES | 95 |
| 4.4.1 | Gerenciamento da Demanda | 95 |

| | |
|---|------------|
| 4.4.2 Bombeamento | 97 |
| 4.5 CONCLUSÕES | 98 |
| CAPÍTULO 5: METODOLOGIAS E CRITÉRIOS DE EXPANSÃO..... | 101 |
| 5.1 INTRODUÇÃO | 101 |
| 5.2 ANÁLISE DAS DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE | 102 |
| 5.3 PLANEJAMENTO ÓTIMO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO | 105 |
| 5.3.1 Considerações Preliminares | 105 |
| 5.5.2 Formulação do Problema | 106 |
| 5.5.3 Exemplo de Aplicação | 108 |
| 5.4 CONCLUSÕES | 113 |
| CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES..... | 114 |
| APÊNDICE A: SISTEMA DE GERAÇÃO PORTUGUÊS | 118 |
| APÊNDICE B: ÍNDICES DE CONFIABILIDADE PREVENTIVA – CASOS ΔHEM E ΔHE_z CORRIGIDOS | 129 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 131 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1.1: Modelo para Análise de Confiabilidade Preventiva | 4 |
| Figura 2.1: Modelo de Markov a Dois Estados | 12 |
| Figura 2.2: Modelo de Markov com Múltiplos Estados..... | 28 |
| Figura 3.1: Evolução do Consumo de Energia Elétrica por Setor de Atividade..... | 34 |
| Figura 3.2: Diagrama de Carga Típico de Inverno | 35 |
| Figura 3.3: Diagrama de Carga Típico de Verão | 35 |
| Figura 3.4: Definição das Regiões | 38 |
| Figura 3.5: Energia Vendida à Rede pelas Instalações de Co-geração | 43 |
| Figura 3.6: Potência Instalada e Potência Correspondente à Energia Vendida pela Co-geração..... | 43 |
| Figura 3.7: Relação entre a Potência Instalada de Co-geração e a Potência Correspondente à Energia Vendida | 44 |
| Figura 3.8: Comparação dos Volumes dos Reservatórios com o Volume Equivalente | 46 |
| Figura 3.9: Série Hidrológica das PCH's para o Ano de 2000 | 47 |
| Figura 3.10: Curva Média de Inverno para a Região Centro em 2000 | 49 |
| Figura 3.11: Curva Média de Primavera para a Região Centro em 2000..... | 49 |
| Figura 3.12: Curva Média de Verão para a Região Centro em 2000..... | 50 |
| Figura 3.13: Curva Média de Outono para a Região Centro em 2000 | 50 |
| Figura 3.14: Gráfico com os Valores Médios de Produção para o Período de Primavera..... | 51 |
| Figura 3.15: Curva Média Favorável de Primavera para a Região Centro em 2000 | 51 |
| Figura 3.16: Curva Média Desfavorável de Primavera para a Região Centro em 2000 | 52 |
| Figura 3.17: Consumo Diário em cada Mês..... | 52 |
| Figura 3.18: Valores de Sazonalidade da Co-geração | 53 |
| Figura 3.19: Escala de Manutenção para 2002 | 54 |

| | |
|--|-----|
| Figura 4.1: Distribuição da Potência Instalada pelas Regiões | 69 |
| Figura 4.2: Evolução da Ponta entre 2004 e 2013..... | 73 |
| Figura 4.3: Modelo de Incerteza na Curva de Carga | 75 |
| Figura 4.4: Percentagem Mensal da Potência Instalada em Manutenção..... | 76 |
| Figura 4.5: Potência em Manutenção Durante o Ano de 2004 | 76 |
| Figura 4.6: Expansão 2004-2013 – Participação de Cada Setor de Produção | 77 |
| Figura 4.7: Expansão 2004-2013 – Capacidade Disponível e Pico de Carga Anual..... | 77 |
| Figura 4.8: Expansão 2004-2013 – Casos Base, Δ HE, Δ HEM e Δ HEz – 0%..... | 92 |
| Figura 4.9: Expansão 2004-2013 – Solução dos Casos Violados de Δ HEM – 0% | 93 |
| Figura 4.10: Expansão 2004-2013 – Solução dos Casos Violados de Δ HEz – 0%..... | 93 |
| Figura 4.11: Expansão 2004-2013 – Casos Base, Δ HE, Δ HEM e Δ HEz – 2%..... | 94 |
| Figura 4.12: Expansão 2004-2013 – Solução dos Casos Violados de Δ HEM – 2%..... | 94 |
| Figura 4.13: Expansão 2004-2013 – Solução dos Casos Violados de Δ HEz – 2%..... | 95 |
| Figura 5.1: Distribuição de Probabilidade Individual e Acumulada para a LOLE – 2007 | 103 |
| Figura 5.2: Distribuição de Probabilidade Individual e Acumulada para a LOLE – 2013..... | 103 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 3.1: Características do Sistema de Geração Português em 2002 | 33 |
| Tabela 3.2: Percentagem de Consumo de Cada Setor de Atividade | 34 |
| Tabela 3.3: Parâmetros Estocásticos para as Grandes Centrais Hidráulicas | 36 |
| Tabela 3.4: Indisponibilidades do Sistema Térmico..... | 37 |
| Tabela 3.5: Tempos Médios de Reparo e Taxas de Falha do Sistema Térmico | 37 |
| Tabela 3.6: Classificação para Agrupamento das Turbinas Eólicas..... | 39 |
| Tabela 3.7: Potência Instalada na Região Norte..... | 40 |
| Tabela 3.8: Parâmetros Estocásticos para o Sistema Eólico | 41 |
| Tabela 3.9: Agrupamentos das PCH's | 41 |
| Tabela 3.10: Parâmetros Estocásticos para as PCH's | 42 |
| Tabela 3.11: Agrupamentos das Instalações de Co-geração | 42 |
| Tabela 3.12: Parâmetros Estocásticos para as Instalações de Co-geração | 44 |
| Tabela 4.1: Índices de Confiabilidade Tradicional – Caso Base..... | 59 |
| Tabela 4.2: Índices de Confiabilidade Preventiva – Caso Base | 59 |
| Tabela 4.3: Índices de Confiabilidade Tradicional – Caso 1 | 60 |
| Tabela 4.4: Índices de Confiabilidade Preventiva – Caso 1..... | 60 |
| Tabela 4.5: Índices de Confiabilidade Tradicional – Caso 2 | 61 |
| Tabela 4.6: Índices de Confiabilidade Preventiva – Caso 2..... | 61 |
| Tabela 4.7: Índices de Confiabilidade Tradicional – Caso 3 | 62 |
| Tabela 4.8: Índices de Confiabilidade Preventiva – Caso 3..... | 62 |
| Tabela 4.9: Índices de Confiabilidade Tradicional – Caso 4 | 64 |
| Tabela 4.10: Índices de Confiabilidade Preventiva – Caso 4..... | 64 |
| Tabela 4.11: Plano de Expansão das Grandes Centrais Hidráulicas | 66 |
| Tabela 4.12: Plano de Expansão das Centrais Térmicas | 67 |
| Tabela 4.13: Centrais Térmicas Desativadas | 67 |
| Tabela 4.14: Evolução da Potência Instalada de Produção em Regime Especial . | 68 |

| | |
|---|----|
| Tabela 4.15: Acréscimo da Potência Instalada de Eólica de 2004 para 2005..... | 70 |
| Tabela 4.16: Parques a Instalar na Região Centro em 2005..... | 70 |
| Tabela 4.17: Acréscimo da Potência Instalada nas PCH's de 2004 para 2005..... | 71 |
| Tabela 4.18: Percentagem do Acréscimo | 71 |
| Tabela 4.19: Determinação do Número de Unidades nas Instalações de Co-geração | 72 |
| Tabela 4.20: Acréscimo da Potência Instalada de Co-geração de 2004 para 2005 | 72 |
| Tabela 4.21: Evolução do Consumo e da Potência Média entre 2004 e 2013..... | 73 |
| Tabela 4.22: Condições Operacionais | 78 |
| Tabela 4.23: Critérios de Avaliação | 79 |
| Tabela 4.24: Expansão 2004-2013 – Índices Tradicionais – Casos Base e ΔHE – 0% | 81 |
| Tabela 4.25: Expansão 2004-2013 – Índices Tradicionais – Casos ΔHEM e ΔHEz – 0%..... | 82 |
| Tabela 4.26 : Expansão 2004-2013 – Índices de Confiabilidade Preventiva – Casos Base e ΔHE – 0% | 83 |
| Tabela 4.27: Expansão 2004-2013 – Índices de Confiabilidade Preventiva – Casos ΔHEM e ΔHEz – 0% | 84 |
| Tabela 4.28: Expansão 2004-2013 – Índices Tradicionais – Casos Base e ΔHE – 2% | 85 |
| Tabela 4.29: Expansão 2004-2013 – Índices Tradicionais – Casos ΔHEM e ΔHEz – 2%..... | 86 |
| Tabela 4.30 : Expansão 2004-2013 – Índices de Confiabilidade Preventiva – Casos Base e ΔHE – 2% | 87 |
| Tabela 4.31: Expansão 2004-2013 – Índices de Confiabilidade Preventiva – Casos ΔHEM e ΔHEz – 2% | 88 |
| Tabela 4.32: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas ΔHEM – 0%..... | 90 |
| Tabela 4.33: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas ΔHEM – 2%..... | 90 |
| Tabela 4.34: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas ΔHEz – 0%..... | 91 |
| Tabela 4.35: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas ΔHEz – 2%..... | 91 |
| Tabela 4.36: Sensibilidade dos Índices em Relação às Estratégias de DSM (Caso ΔHEM)..... | 96 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 5.1: Risco de a LOLE Ultrapassar 20 h/ano..... | 104 |
| Tabela 5.2: Plano A de Investimento nas Centrais Térmicas | 111 |
| Tabela 5.3: Plano B de Investimento nas Centrais Térmicas..... | 112 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

| | |
|-----------|--|
| DGGE | - Direcção Geral de Geologia e Energias – Portugal |
| DSM | - <i>Demand-Side Management</i> |
| Dur{M} | - Duração dos estados marginais |
| Dur{S} | - Duração dos estados saudáveis |
| EENS | - <i>Expected energy not supplied</i> (energia esperada não suprida) |
| EPNS | - <i>Expected power not supplied</i> (potência esperada não suprida) |
| ERSE | - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – Portugal |
| FOR | - <i>Forced outage rate</i> (taxa de saída forçada) |
| Freq{M} | - Freqüência de ingresso em estados marginais |
| Freq{S} | - Freqüência de ingresso em estados saudáveis |
| FUS | - Fator de utilização do sistema |
| LOLC | - <i>Loss of load cost</i> (custo esperado da perda de carga) |
| LOLD | - <i>Loss of load duration</i> (duração da perda de carga) |
| LOLE | - <i>Loss of load expectation</i> (perda de carga esperada) |
| LOLF | - <i>Loss of load frequency</i> (freqüência de perda de carga) |
| LOLP | - <i>Loss of load probability</i> (probabilidade de perda de carga) |
| MTTR | - <i>Mean time to repair</i> (tempo médio de reparo) |
| PRE | - Produção em regime especial |
| Prob{M} | - Probabilidade de ocorrência de estados marginais |
| Prob{S} | - Probabilidade de ocorrência de estados saudáveis |
| REN | - Rede Eléctrica Nacional – Portugal |
| SEP | - Sistema Eléctrico Português |
| SNIRH | - Sistema Nacional de Informações Sobre Recursos Hídricos |
| β | - Coeficiente de variação |
| λ | - Taxa de falha |
| μ | - Taxa de reparo |

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O principal objetivo do planejamento da expansão de sistemas de geração é determinar o tipo da usina de geração (e.g. hidráulica, térmica, eólica), o número de unidades geradoras e o melhor momento para que tais unidades sejam instaladas, de modo a atender a demanda futura com o mínimo custo e máxima confiabilidade. O montante de geração planejado para reserva estática deve ser capaz de suportar a retirada de unidades para manutenção, falhas inesperadas dos geradores, crescimento da carga além do previsto e a indisponibilidade dos recursos energéticos. A definição de um plano ótimo para expansão dos sistemas de produção é uma tarefa que vem se tornando cada vez mais complexa, devido às mudanças estruturais e institucionais ocorridas no setor elétrico mundial nos últimos anos.

O processo de reestruturação do setor elétrico tem estimulado a geração descentralizada de energia elétrica, de modo que as fontes não-convencionais de energia vêm ocupando um espaço significativo na matriz energética mundial. Além disso, a constante elevação do preço do petróleo e a crescente preocupação com a redução das emissões de gases de efeito estufa, principalmente o CO₂, têm também incentivado a produção de energia elétrica por meio de fontes renováveis.

Uma forma não-convencional de energia com tecnologia bem consolidada e muito utilizada em todo o mundo é a hidráulica. Atualmente, encontram-se instalados pelo mundo cerca de 700.000 MW de potência hidráulica, o que representa cerca de 20% da capacidade mundial. Ainda que muitas bacias

hidrográficas permitam a sua exploração para a produção de energia elétrica, diversas restrições, principalmente aquelas de ordem ambiental, têm impedido a construção de novas usinas hidrelétricas [R03].

De modo inverso, fontes alternativas como a eólica, biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) vêm ganhando notável atenção e incentivos governamentais na última década. Um exemplo claro disso é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, recentemente lançado no Brasil. Dentre as formas não-convencionais de energia, a eólica tem se mostrado como a mais promissora. No final de 2000, a capacidade total de eólicas instaladas pelo mundo era de 17.500 MW, dos quais aproximadamente 12.800 MW foram instalados na Europa. Além disso, a Associação Européia de Energia Eólica tem como objetivo elevar a capacidade instalada de eólicas para 150 GW até 2020 [R03].

Esse aumento crescente da participação de energia renovável, em especial a eólica, nos sistemas de produção desperta o interesse tanto dos órgãos reguladores, quanto dos planejadores e operadores. Em consequência da volatilidade da capacidade disponível dessas fontes, o elevado grau de penetração das mesmas põe em risco a segurança do fornecimento de energia. Em muitos casos, as unidades térmicas são forçadas a operar no limite de suas capacidades máximas para suprir energia nos momentos em que há ausência de ventos, tornando o sistema mais suscetível à falha. Nos últimos 15 anos tem sido observado um esforço no sentido de aprimorar as ferramentas de análise de sistemas de geração, a fim de se avaliar corretamente o impacto causado na confiabilidade pelas fontes renováveis, em especial a eólica [BC92, CA96, BCG96, BC98, BK01, BBC03, BB04, LMSRAMPM04, L05].

Tradicionalmente, os critérios determinísticos têm sido utilizados na definição dos níveis de reserva estática de sistemas de geração. Os planejadores e operadores preferem adotar esses critérios por serem facilmente implementados e interpretados. Uma prática comum entre planejadores era

deixar como reserva estática um montante de potência equivalente à capacidade da maior unidade geradora, ou a um percentual da carga pico do sistema. A teoria e prática, no entanto, demonstraram que esses critérios são inadequados para um correto dimensionamento do sistema. Por não considerarem explicitamente as variáveis aleatórias envolvidas (e.g. taxa de saída forçada, condições eólicas, flutuações da carga, etc.), as alternativas de expansão apontadas por esses critérios são, na maioria das vezes, soluções pouco econômicas, tanto do ponto de vista de investimentos quanto dos custos de interrupção.

Por outro lado, os métodos probabilísticos demonstraram ser extremamente úteis para uma correta avaliação de risco dos sistemas de geração, transmissão e distribuição [BA84]. Todavia, essas metodologias têm sido pouco utilizadas devido à dificuldade de alguns planejadores e operadores em interpretar simples índices de probabilidade, tais como a LOLE (*Loss of Load Expectation*) [BA84]. Outros fatores que freqüentemente têm sido apontados como limitantes à aplicação dessas técnicas são a falta de dados apropriados para a construção dos modelos probabilísticos e a dificuldade de estabelecer níveis adequados de confiabilidade.

A utilização dos critérios determinísticos é uma prática antiga que ainda perdurará por um longo tempo. Com vista a diminuir a distância entre os critérios determinísticos e os métodos probabilísticos, foi desenvolvida uma metodologia que incorpora esses critérios à análise de confiabilidade [BK92, BL94, BF94]. Essa metodologia propõe uma estrutura denominada “*well-being*”, referida nesta dissertação como análise de bem-estar ou confiabilidade preventiva. Essa estrutura adota a divisão dos estados operativos do sistema, como mostrado na Figura 1.1, em três grupos denominados estados *Saudáveis*, *Marginais* e *de Falha*. Para a identificação desses estados o sistema é submetido a um critério determinístico, tal como a perda da maior unidade geradora disponível no estado em análise.

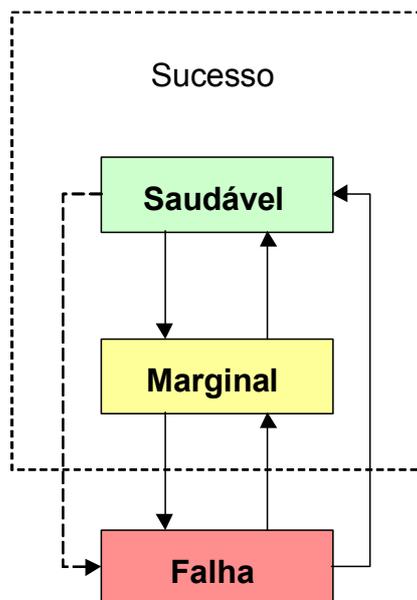


Figura 1.1: Modelo para Análise de Confiabilidade Preventiva

As metodologias tradicionais de análise da confiabilidade adotam a divisão dos estados operativos em apenas dois grupos: sucesso e falha. O sistema opera em estados de sucesso quando a geração é maior ou igual à carga momentânea. De modo inverso, quando a carga excede a geração, o sistema opera em estados de falha. Os índices estimados referem-se unicamente às falhas do sistema e, portanto, nada se pode concluir a respeito do grau de adequação dos estados de sucesso.

Na análise de bem-estar ou confiabilidade preventiva, os estados de sucesso são subdivididos entre saudáveis e marginais, utilizando para tal um critério determinístico. Nos estados saudáveis, o sistema apresenta margem de reserva suficiente para suportar o critério determinístico especificado. Nos estados marginais, embora a geração exceda a carga, não há margem suficiente para suportar o critério determinístico. Essa reclassificação permite medir o quão distante ou próximo o sistema opera da fronteira sucesso/falha, permitindo obter índices adicionais àqueles usualmente calculados na análise de confiabilidade tradicional.

Esta dissertação aborda a avaliação do impacto da Produção em Regime Especial (PRE)¹ na definição dos níveis de reserva estática necessários à segurança do fornecimento de energia elétrica. O principal objetivo é o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para ser utilizada no planejamento de sistemas de geração considerando fontes de energia renovável, em especial a eólica.

O método de simulação Monte Carlo seqüencial é utilizado juntamente com modelos que permitem capturar a influência dos aspectos hidrológicos e eólicos, das flutuações da potência gerada pelas fontes alternativas como a co-geração e das incertezas associadas ao crescimento da carga. Os estudos realizados visam identificar corretamente a influência dos níveis de penetração da PRE¹ no dimensionamento da reserva estática de geração, por meio dos índices de confiabilidade tradicional e preventiva.

1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

A aplicação de técnicas probabilísticas na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração está bem documentada em sete amplas bibliografias publicadas em 1966 [B66], 1972 [B72], 1978 [APM78], 1984 [ABL84], 1988 [ABSS88], 1994 [ABBG94] e 2001 [BFB01].

Trabalhos publicados nas últimas décadas [BO88, BG90, DGF96] são exemplos do crescente interesse pela determinação do valor da confiabilidade. Em [LPMM97] foi demonstrado, por meio de uma análise comparativa, que uma valoração precisa da confiabilidade é conseguida mediante a reprodução da evolução cronológica dos estados operativos do sistema, mais precisamente dos estados de falha.

Os primeiros métodos probabilísticos permitiam calcular somente índices de perda de carga como a LOLE (*Loss of Load Expectation*) [BA84]. Basicamente,

¹ Produção em Regime Especial – PRE: eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, co-geração, entre outras.

esses métodos combinavam uma tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis (COPT – *Capacite Outage Probability Table*) com um modelo apropriado da curva de carga do sistema, para obter os índices de confiabilidade. Esses métodos foram largamente utilizados no passado para o dimensionamento da reserva estática de geração.

Tendo em vista a necessidade por uma avaliação mais completa dos sistemas de produção os métodos probabilísticos evoluíram de modo a permitir o cálculo de índices de frequência e duração (F&D) [BA85]. Em [LMC91] foi proposta uma formulação do método F&D de forma generalizada, permitindo que os modelos de geração e carga prescindissem da propriedade do equilíbrio de frequência. Dessa forma foi possível reproduzir com maior precisão o comportamento da curva de carga do sistema, utilizando um modelo de Markov com múltiplos estados desequilibrados em frequência.

Em [LMC91] foi também proposta uma metodologia para calcular índices de confiabilidade de sistemas hidrotérmicos levando em consideração os efeitos das políticas de despacho e coordenação hidrotérmica. No entanto, a metodologia mostrou ser válida somente para sistemas nos quais o desacoplamento entre os problemas elétrico e energético seja possível. Além disso, essa metodologia requer ferramentas de programação matemática (e.g. programação dinâmica estocástica) para determinar as capacidades máximas de cada unidade geradora hidráulica, com base nas séries hidrológicas históricas.

A utilização da simulação Monte Carlo seqüencial para avaliar os requisitos de reserva de sistemas hidrotérmicos foi ilustrada pelas referências [AR89, AR91]. Nesses trabalhos foram propostos modelos matemáticos capazes de incluir o efeito das políticas de despacho, das afluências e dos regimes de chuvas nos índices de confiabilidade. Nessas referências pôde-se perceber claramente a flexibilidade da simulação Monte Carlo seqüencial em representar as mais diversas complexidades inerentes à operação dos sistemas hidrotérmicos.

Em face do crescente interesse pela utilização da energia eólica, diversos trabalhos têm proposto modelos para representar as unidades de geração eólica. Em [BC92] foi exemplificado, por meio de um pequeno sistema hipotético, a aplicação de métodos analíticos utilizando a COPT para representar as unidades eólicas. Um modelo com múltiplos estágios de capacidades, os quais correspondiam aos níveis de energia, foi utilizado para representar as flutuações de capacidade das unidades eólicas. Esses métodos, entretanto, mostraram-se adequados somente para o cálculo de índices de confiabilidade para sistemas de pequeno porte e considerando poucos níveis de energia.

Também em [CA96, L05] foi proposto um método analítico para o cálculo de índices de confiabilidade para sistemas de geração eólicos. Neste caso, modelos de Markov com múltiplos estágios foram empregados para representar os estados de velocidade dos ventos, enquanto os aerogeradores foram representados por modelos de Markov a dois estados. Novamente, a metodologia proposta demonstrou ser inadequada para sistemas de grande porte. Além disso, para representar com maior precisão as variações dos ventos, seriam necessários modelos com inúmeros estados, o que dificultaria a utilização dos mesmos.

No outro extremo, o método de simulação de Monte Carlo seqüencial mostrou ser o mais apropriado para a avaliação da confiabilidade de sistemas de geração com penetração de energia eólica [BK01, BBC03, BB04]. Nesses trabalhos, a influência da variação dos ventos na potência disponível das centrais eólicas foi capturada utilizando um modelo de média móvel auto-regressivo (*ARMA – Auto-regressive moving average*) [BCG96]. O modelo ARMA, juntamente com o método de simulação Monte Carlo seqüencial, mostrou-se capaz de obter índices com maior precisão que os métodos anteriores, além de possibilitar o cálculo de índices para sistemas de grande porte.

As primeiras ferramentas de análise da confiabilidade adotavam a divisão dos estados operacionais do sistema em apenas dois estados: sucesso e falha. Todos os índices eram estimados com base nas falhas do sistema, negligenciando toda e qualquer informação contida nos estados de sucesso. Em 1992 Billinton e Khan [BK92] propuseram uma estrutura que divide os estados operativos do sistema em diversos grupos. Esses estados operacionais foram qualificados e quantificados em termos do grau de adequação, obtendo para cada um deles as respectivas probabilidades de ocorrência. Posteriormente, Billinton e Lian [BL94] propuseram uma estrutura simplificada, daquela apresentada em [BK92], a qual dividia os estados em saudáveis, marginais e de falha.

Em [BF94] uma avaliação da capacidade de reserva operativa de sistemas de geração foi realizada utilizando os conceitos de estados operativos para sistemas compostos apresentados em [BL94]. Nesse trabalho foram calculadas apenas as probabilidades de o sistema residir nos estados saudáveis, marginais ou de falha.

Um método baseado na representação por espaço de estados foi proposto em [BK99a] para o cálculo de índices de confiabilidade preventiva. Esse método combinava a tabela COPT da geração com as probabilidades condicionais da maior unidade geradora estar disponível em diferentes intervalos, para obter as probabilidades de residência em estados saudáveis e marginais. Esse método mostrou ser também adequado somente para sistemas de pequeno porte.

Em [BK99b] foi apresentada uma metodologia baseada em simulação Monte Carlo seqüencial para a avaliação de índices de confiabilidade preventiva. Esse foi o primeiro trabalho a propor o cálculo da freqüência de ocorrência de estados saudáveis e marginais, bem como suas respectivas durações. Posteriormente, em [MSLR03] foi proposta a avaliação de índices F&D na análise de confiabilidade preventiva utilizando o método de simulação Monte Carlo não-seqüencial.

Uma metodologia eficiente para o cálculo de índices de confiabilidade preventiva de sistemas compostos de geração e transmissão foi proposta em [R02]. Nesse trabalho foi utilizada a simulação Monte Carlo não-sequencial em conjunto com o método de avaliação de índices de frequência denominado transição de estado um passo à frente [ML04]. Isso possibilitou obter índices de frequência e duração para sistemas de grande porte com um esforço computacional reduzido [MLRSB04, LRMB04].

A revisão de algumas das contribuições, tanto no que se refere à análise de confiabilidade de sistemas de geração com penetração de energia eólica, quanto à utilização de metodologias de avaliação de confiabilidade preventiva, serviu para apontar alguns aspectos que serão explorados nesta dissertação: a flexibilidade do método de simulação Monte Carlo sequencial em lidar com as complexidades inerentes à operação dos sistemas; a necessidade de avaliar corretamente o impacto da penetração de energia eólica nos sistemas de potência; e o cálculo de índices de confiabilidade preventiva.

Portanto, esta dissertação propõe uma metodologia baseada no método de simulação Monte Carlo sequencial, que possibilita o cálculo tanto de índices de confiabilidade tradicional, quanto os de confiabilidade preventiva para sistemas de geração de grande porte com elevada penetração de energia eólica.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está dividida em seis capítulos, os quais são resumidos a seguir:

O presente capítulo descreveu o problema enfrentado pelos planejadores nos dias atuais em face da maior utilização das fontes de energia renovável, em especial a eólica. Foi apresentada também a razão pela qual a confiabilidade preventiva ou análise de bem-estar tende a ser cada vez mais utilizada para o planejamento dos sistemas de potência. Além disso, mostraram-se os pontos mais relevantes de alguns trabalhos relacionados tanto à análise de

confiabilidade de sistemas com penetração de energia eólica, quanto à análise de confiabilidade preventiva.

No Capítulo 2 são revisados os principais métodos analíticos e de simulação empregados na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração: convolução, enumeração de estados, simulação Monte Carlo não-seqüencial e simulação Monte Carlo seqüencial.

O Capítulo 3 apresenta as principais características do Sistema Elétrico Português (SEP), o qual é utilizado para ilustrar as aplicações da metodologia proposta. As aproximações e considerações utilizadas para a obtenção dos dados da curva de carga, dados estocásticos da geração, as séries hidrológicas e eólicas, os dados de potência em manutenção e a curva de sazonalidade da co-geração fazem também parte do Capítulo 3.

Algumas aplicações da metodologia desenvolvida são ilustradas no Capítulo 4. Primeiramente, apresentam-se as considerações e pressupostos assumidos de modo a tratar a expansão do sistema de geração português no período de 2004 a 2013. Em seguida, mostram-se os resultados das análises de confiabilidade realizadas para estabelecer um padrão de confiabilidade para o SEP, bem como os resultados das análises das configurações de expansão propostas.

No Capítulo 5, o SEP é utilizado para ilustrar uma forma de planejar os sistemas de geração, na qual, valores de referência dos índices e o risco de não obtê-los são utilizados no processo de decisão. Além disso, uma análise financeira do plano de expansão do subsistema térmico é realizada. Esta análise é efetuada utilizando o índice LOLC como parte da função objetivo de um problema de otimização e a LOLE como uma restrição de confiabilidade.

Finalmente, as conclusões referentes às análises realizadas nesta dissertação e as perspectivas de trabalhos futuros são apresentadas no Capítulo 6.

CAPÍTULO 2

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO

2.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de potência constituem elemento básico no desenvolvimento econômico e social das sociedades modernas. Por razões técnicas e econômicas esses sistemas evoluíram de pequenos sistemas isolados para grandes e complexos sistemas interligados com dimensões nacionais, ou, até mesmo, continentais.

O elevado número de componentes, geograficamente distribuídos por todo um país ou continente, associado com as incertezas na demanda de potência e disponibilidade dos recursos energéticos torna o projeto e operação desses sistemas uma tarefa consideravelmente complexa.

Por causa dessas complexidades, os engenheiros têm se empenhado ao longo dos anos para desenvolver ferramentas que os assessorem no planejamento e operação desses sistemas. Neste capítulo são revisadas as principais metodologias de análise de confiabilidade que têm sido empregadas para a análise de sistemas de geração.

2.2 CONCEITOS BÁSICOS

Na análise da confiabilidade de sistemas de geração supõe-se que toda a carga e a geração estão concentradas em uma única barra. As restrições no transporte de energia impostas pela rede de transmissão são ignoradas. Desse modo, o desempenho do sistema é medido pela simples comparação entre a geração disponível e a carga momentânea.

O problema consiste basicamente em determinar a habilidade do sistema em suprir a demanda levando em consideração as variações na carga e a ocorrência de eventos aleatórios (e.g.: falha de equipamentos, indisponibilidade de recursos energéticos) que afetam a capacidade disponível de geração.

O modelo de Markov a dois estados, como o apresentado na Figura 2.1, é freqüentemente utilizado para representar as unidades geradoras. Modeladas desta forma, as unidades geradoras podem ser encontradas em dois estados operacionais: disponível (UP) e indisponível (DOWN).

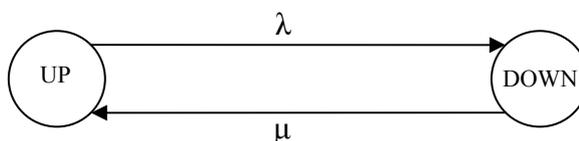


Figura 2.1: Modelo de Markov a Dois Estados

Os estados se comunicam por meio das taxas de falha e reparo, as quais são representadas por λ e μ , respectivamente. A taxa de falha é dada pela razão entre o número de vezes que o gerador falha e o tempo total em que este permaneceu em operação. De modo análogo, a taxa de reparo é a razão entre o número de reparos executados no gerador e o tempo total que ele permaneceu em reparo. Essas taxas têm dimensão de número de ocorrências por unidade de tempo e são usualmente expressas em termos de ocorrências por ano, no caso dos equipamentos utilizados nos sistemas de potência.

Conhecendo-se os parâmetros λ e μ é possível determinar as probabilidades limites dos estados operacionais, a frequência de ingresso/saída nesses estados e o tempo de permanência. No caso do modelo a dois estados, as probabilidades são dadas pelas expressões (2.1) e (2.2) e são usualmente referidas como: disponibilidade (A) e indisponibilidade (U), ou taxa de saída forçada - *FOR* (*forced outage rate*).

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.1)$$

$$U = 1 - A = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (2.2)$$

A frequência de encontro de um estado é dada pelo produto da probabilidade de ocorrência deste pela soma das taxas de transição que partem do mesmo.

O funcionamento de uma unidade geradora depende de diversos componentes auxiliares. A falha de um desses componentes pode não resultar na perda total de capacidade, podendo a unidade continuar funcionando em um estado de capacidade intermediária. Sendo assim, as unidades geradoras podem ser representadas com maior precisão por modelos de Markov com múltiplos estados. Nesse caso, os modelos são descritos em termos das taxas de transição entre os estados.

A taxa de transição entre dois estados i e j quaisquer (λ_{ij}) é definida como a razão entre o número de vezes que o componente transita do estado i para o estado j e o tempo total de permanência no estado i . Os conceitos apresentados para o modelo a dois estados são facilmente estendidos aos modelos com múltiplos estados [BA85].

Para representar a carga, freqüentemente são utilizados modelos de Markov com múltiplos estados.

Em linhas gerais, nas metodologias de análise da confiabilidade de sistema de geração estão presentes três passos básicos:

- Construção do modelo de capacidade com base nas características das unidades geradoras;
- Obtenção de um modelo de carga apropriado;
- Obtenção do modelo de risco do sistema, combinando os modelos de capacidade e da carga.

As técnicas existentes para a avaliação da confiabilidade de sistemas de geração podem ser divididas em duas categorias: analíticas e de simulação. De modo geral, as metodologias analíticas adotam a representação do sistema por espaço de estados, ao passo que as técnicas de simulação empregam tanto a representação por espaço de estados, quanto a representação cronológica.

2.2.1 Índices de Confiabilidade Tradicional

Os índices tradicionais, usualmente calculados na análise de confiabilidade de sistemas de geração, são apresentados a seguir:

- LOLP – *loss of load probability* (probabilidade de perda de carga);
- LOLE – *loss of load expectation* (perda de carga esperada);
- EPNS – *expected power not supplied* (potência esperada não suprida);
- EENS – *expected energy not supplied* (energia esperada não suprida);
- LOLF – *loss of load frequency* (frequência de perda de carga);
- LODD – *loss of load duration* (duração da perda de carga);
- LOLC – *loss of load cost* (custo esperado da perda de carga).

2.2.2 Índices de Confiabilidade Preventiva

A confiabilidade preventiva divide os estados de sucesso em saudáveis e marginais, permitindo obter os índices que se apresentam a seguir:

- $\text{Prob}\{S\}$ – Probabilidade de residência em estados saudáveis;
- $\text{Prob}\{M\}$ – Probabilidade de residência em estados marginais;
- $\text{Freq}\{S\}$ – Freqüência de ingresso na região saudável;
- $\text{Freq}\{M\}$ – Freqüência de ingresso na região marginal;
- $\text{Dur}\{S\}$ – Duração média da região saudável;
- $\text{Dur}\{M\}$ – Duração média da região marginal.

2.3 REPRESENTAÇÃO POR ESPAÇO DE ESTADOS

Na representação por espaço de estados o sistema é descrito pelos seus estados e pelas possíveis transições entre eles. Um estado do sistema representa uma condição particular na qual cada componente encontra-se em seu próprio estado, i.e, operando, falhado ou em outra condição relevante. A transição entre estados do sistema é caracterizada pela mudança do estado de um único componente.

Cada estado do sistema de potência contendo m componentes, entre eles a carga, é representado por um vetor $x = \{x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_m\}$, sendo x_j o estado do j -ésimo componente. O conjunto de todos os possíveis estados do sistema é o espaço de estado X . Conhecendo-se a probabilidade de ocorrência de cada estado x_i é possível determinar a probabilidade de ocorrência do vetor x , $P(x)$, ou seja, a probabilidade de ocorrência de cada estado do sistema. Se as falhas dos componentes e as transições da carga forem estatisticamente independentes, $P(x)$ é dada pelo produto das probabilidades individuais associadas aos estados dos componentes incluindo a carga.

O desempenho de cada estado x é avaliado por meio de funções teste representadas por $F(x)$. Tais funções têm por finalidade verificar se a configuração de unidades geradoras selecionada é capaz de suprir a carga. Por exemplo, $F(x)$ pode representar o montante de carga cortada necessário para aliviar uma restrição de geração. Nesse caso, x é um estado de falha se $F(x) > 0$, i.e, se há corte de carga associado ao estado x . Por outro lado, $F(x) = 0$ indica que x é um estado de sucesso, para o qual a geração disponível é suficiente para atender à carga momentânea.

Os índices de confiabilidade são, então, calculados como o valor esperado das funções teste convenientes.

$$E[F] = \sum_{x \in X} F(x)P(x) \quad (2.3)$$

2.3.1 Convolução

A idéia básica deste método é, por meio da operação de convolução, obter os modelos de capacidade, carga e de risco. Para obter o modelo de capacidade, as unidades geradoras são combinadas uma a uma formando uma unidade equivalente. Essa unidade equivalente, assim como cada gerador, é representada em termos dos seus estados de capacidade e as respectivas probabilidades e freqüências incrementais [LMC91]:

$$G = \{c_G, p_G, f_G\} \quad (2.4)$$

em que, por exemplo, $p_G(g_j)$ é um termo do vetor p_G , o qual tem dimensão N_G , e que representa a probabilidade associada ao estado g_j . Esse estado tem capacidade $C_G(g_j)$ e freqüência incremental $f_G(g_j)$.

De modo semelhante, a carga pode ser descrita em função do nível momentâneo da potência demandada, da probabilidade e da freqüência incremental associadas a esse nível de carga, como mostrado em (2.5).

$$D = \{c_D, p_D, f_D\} \quad (2.5)$$

em que, por exemplo, $c_D(L_j)$ é um termo do vetor c_D , o qual tem dimensão N_D , e representa a capacidade associada ao nível de carga L_j .

Para manter o conceito de frequência incremental coerente para os modelos de geração e da carga, o vetor D deve ser ordenado de tal forma que o estado de maior capacidade esteja associado ao menor nível de carga, e de modo inverso, o estado de menor capacidade deve estar associado ao valor máximo da carga.

Após obter os modelos da geração e da carga, o modelo de reserva do sistema é obtido pela combinação dos dois anteriores:

$$R = G - D \quad (2.6)$$

sendo, R dado por:

$$R = \{c_R, p_R, f_R\} \quad (2.7)$$

em que c_R , p_R e f_R são vetores de tamanho N_r , contendo, respectivamente, as capacidades, probabilidades e frequências incrementais associadas aos estados do modelo de reserva.

Os índices de confiabilidade são, então, calculados pela análise dos estados de capacidade do modelo de reserva. É válido salientar que a análise é realizada somente para aqueles estados para os quais há uma margem de reserva negativa, ou seja, $c_R(r_k) = c_G(g_i) - c_D(L_j) < 0$. Por exemplo, o índice LOLP é calculado pela expressão (2.8), dada a seguir.

$$LOLP = \sum_{k=1}^{N_R} p_R(r_k) \quad (2.8)$$

É possível também determinar os índices combinando os estados acumulados do modelo de geração com estados individuais da carga ou vice-versa, como mostrado em [LMC91].

O método da convolução é facilmente implementado por meio de um algoritmo recursivo. Todavia, na fase de construção do modelo de capacidade devem ser tomados alguns cuidados. Isso porque o número de estados cresce rápido e desordenadamente. Para evitar tal problema, os estados a serem combinados (convolução) são ordenados como uma seqüência de impulsos, utilizando um incremento de capacidade pré-especificado [LMC91].

2.3.2 Enumeração de Estados

O objetivo da enumeração de estados é analisar todos os possíveis estados do sistema. Todavia, o número de estados cresce exponencialmente com o número de componentes do sistema. Por exemplo, um sistema contendo m geradores representados pelo modelo de Markov a dois estados possui 2^m estados possíveis.

Para diminuir o número de estados analisados a idéia é enumerar um subconjunto $X' \subseteq X$ e calcular os limites inferior e superior das estimativas, conforme expressões (2.9) e (2.10).

$$\tilde{E}[F]_{inf} = \sum_{x \in X'} F(x)P(x) + F_{inf} [1 - P(X')] \quad (2.9)$$

$$\tilde{E}[F]_{sup} = \sum_{x \in X'} F(x)P(x) + F_{sup} [1 - P(X')] \quad (2.10)$$

em que $P(X')$ é a probabilidade acumulada dos estados $x \in X'$; F_{inf} e F_{sup} são, respectivamente, limites inferior e superior estimados para $F(x)$ sendo $x \notin X'$.

Por exemplo, para estimar o índice LOLP, F_{inf} pode ser feito igual a zero (não há corte de carga para todos os estados não pertencentes a X') e F_{sup} será, então, igual a um. Logo:

$$LOLP_{inf} = \sum_{x \in X'} F(x)P(x) \quad (2.11)$$

$$LOLP_{sup} = LOLP_{inf} + [1 - P(X')] \quad (2.12)$$

Os métodos baseados na enumeração de estados são adequados somente quando o número de cenários severos/prováveis é relativamente pequeno. Esse é o caso dos estudos de confiabilidade da transmissão, nos quais as indisponibilidades dos circuitos são usualmente baixas. Nesses estudos, excluindo-se eventos de modo comum e originado em subestações, as contingências de níveis mais elevados ficam muito improváveis. A aplicação desses métodos na análise de confiabilidade de sistemas de geração de grande porte pode tornar-se inviável. Isso porque o número de combinações é muito grande, devido à elevada indisponibilidade dos geradores (geralmente da ordem de 10^{-2}).

2.3.3 Simulação Monte Carlo Não-Seqüencial

Na simulação Monte Carlo não-seqüencial, a seleção dos estados do sistema é feita aleatoriamente sem qualquer preocupação com a cronologia de ocorrência dos eventos. Essa seleção é realizada com base na distribuição de probabilidade dos componentes. Como exemplo, para o modelo a dois estados, conhecidas as taxas de falha e reparo determinam-se as probabilidades de ocorrência dos estados de falha P_{DOWN} e operação P_{UP} . Depois de ter obtido essas probabilidades, o estado de cada componente é determinado amostrando-se um número com distribuição uniforme $U[0,1]$. Assim, o i -ésimo

componente estará em operação se $U_i > P_{DOWN}$ ou estará falhado em caso contrário. Deste modo, determinam-se os estados de todos os componentes e conseqüentemente o estado do sistema.

O processo de amostragem é repetido NS vezes e os índices são estimados por meio da média amostral das funções teste apropriadas:

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} F(x^k) \quad (2.13)$$

Sendo $F(x)$ uma variável aleatória, a sua média amostral também será uma variável aleatória com variância dada por:

$$\tilde{V}[\tilde{E}(F)] = \frac{\tilde{V}(F)}{NS} \quad (2.14)$$

em que $\tilde{V}(F)$ é a variância amostral da função $F(x)$.

A Equação (2.14) confirma a noção intuitiva de que a precisão do experimento é tão melhor quanto maior for o número de amostras analisadas. A incerteza do processo é normalmente representada pelo coeficiente de variação, dado pela expressão (2.15). Esse coeficiente é freqüentemente utilizado para verificar a convergência do processo de simulação.

$$\beta = \frac{\sqrt{\tilde{V}(\tilde{E}(F))}}{\tilde{E}(F)} \times 100\% \quad (2.15)$$

Como exemplos, as expressões (2.16) e (2.17) apresentam as funções teste utilizadas para o cálculo da LOLP e da EPNS.

$$F_{LOLP}(x^k) = \begin{cases} 0 & ; \text{se } x^k \text{ é estado de sucesso} \\ 1 & ; \text{se } x^k \text{ é estado de falha} \end{cases} \quad (2.16)$$

$$F_{EPNS}(x^k) = \begin{cases} 0 & ; \text{se } x^k \text{ é estado de sucesso} \\ \Delta P_k & ; \text{se } x^k \text{ é estado de falha} \end{cases} \quad (2.17)$$

Um algoritmo para a execução da simulação não-seqüencial [MPL92] é apresentado a seguir:

- (i) faça o número de sorteios $NS = 0$;
- (ii) sorteie um vetor $x^k \in X$ baseado em sua distribuição de probabilidade $P(x^k)$; atualize NS ;
- (iii) calcule $F(x^k)$ para o vetor amostrado;
- (iv) estime $\tilde{E}[F]$ como a média dos valores encontrados;
- (v) calcule a incerteza relativa por meio do coeficiente de variação (β) da estimativa $\tilde{E}[F]$;
- (vi) se β é aceitável (menor que a tolerância especificada), pare; senão, retorne ao passo (ii).

Uma característica muito atrativa da simulação Monte Carlo não-seqüencial é a independência entre o número de amostras (NS) necessárias para estimar $\tilde{E}[F]$, com uma dada incerteza β , e o número de estados $x \subseteq X$ [PB92].

A maior limitação da simulação Monte Carlo não-seqüencial, bem como de outros métodos baseados na representação por espaço de estados, está na incapacidade de representar o comportamento dependente do tempo de alguns elementos dos sistemas de potência (e.g. operação dos reservatórios, manutenção, etc.). No entanto, a simulação Monte Carlo não-seqüencial tem sido aprimorada de modo a permitir a consideração de alguns aspectos

cronológicos, tais como diferentes padrões de comportamento da carga por área ou barra do sistema [ML04].

2.4 REPRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA

Na seção anterior foi mencionado que as técnicas baseadas na representação por espaço de estados ignoram todo e qualquer aspecto relativo à evolução cronológica dos estados operacionais do sistema. Por causa disso, a aplicação dessas técnicas limita-se a sistemas em que a dependência dos estados dos componentes com tempo é muito pequena, podendo ser desprezada sem ocasionar a perda de precisão dos índices estimados.

Na representação cronológica, os estados são amostrados seqüencialmente no tempo, o que permite reproduzir com precisão a evolução cronológica dos estados do sistema de potência. Devido à análise seqüencial no tempo, a avaliação dos índices de confiabilidade fica equivalente ao cálculo da expressão (2.18) [MPL94].

$$E[G] = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \quad (2.18)$$

em que T é o período da simulação e $G(t)$ é a função teste que verifica em qualquer instante t se o estado do sistema é, ou não, adequado. Tomando como exemplo a LOLP, $G(t) = 1$ se o estado do sistema, no tempo t , é de falha. Em caso contrário, $G(t) = 0$.

Na representação cronológica, dois estados consecutivos diferem um do outro apenas pelo estado de um de seus componentes. Deste modo, o esforço computacional requerido é substancialmente maior que aquele apresentado pelas técnicas baseadas em representação por espaço de estados. Isso se torna mais agravante no caso da avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão. Nesse caso, as análises de adequação dos estados envolvem a resolução de um problema de fluxo de potência com

otimização das medidas corretivas, o que requer um esforço computacional elevado.

A representação cronológica permite, entretanto, reproduzir aspectos temporais, tais como diferentes padrões cronológicos de carga por área ou barra do sistema, a operação dos reservatórios, entre outros aspectos dependentes do tempo. Além disso, é possível obter as distribuições de probabilidade associadas aos índices estimados.

2.4.1 Simulação Monte Carlo Seqüencial

A simulação Monte Carlo seqüencial é uma ferramenta natural para reproduzir a cronologia de operação dos sistemas. Essa característica torna a simulação Monte Carlo seqüencial a técnica mais apropriada para lidar com sistemas com elevada penetração de fontes renováveis, nos quais o reconhecimento da evolução cronológica dos estados operacionais é imprescindível para uma correta avaliação dos índices de confiabilidade.

Na simulação Monte Carlo seqüencial, o valor de $E[G]$ em (2.18) é estimado pela média amostral, como mostrado na expressão (2.19):

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} G(y_k) \quad (2.19)$$

em que: NY é o número de simulações anuais; y_k é a série sintética do sistema no ano k e $G(y_k)$ é a função que estima os índices de confiabilidade do ano k .

O algoritmo da simulação Monte Carlo seqüencial [MPL94] é implementado por meio dos seguintes passos:

- (i) gere uma série sintética anual dos estados do sistema (y_k) aplicando seqüencialmente os modelos estocásticos falha/reparo dos equipamentos, e considerando o modelo cronológico da carga;

- (ii) analise cronologicamente cada estado x da seqüência y_k e acumule os resultados;
- (iii) calcule $G(y_k)$ dos valores acumulados no passo (ii);
- (iv) estime o valor esperado dos índices anuais por meio da média dos resultados encontrados nas seqüências y_k simuladas;
- (v) calcule o coeficiente de variação (β) das estimativas, utilizando a expressão (2.15);
- (vi) verifique se o valor obtido para β é aceitável (menor que a tolerância desejada). Em caso afirmativo pare; senão retorne ao passo (i).

A aplicação da função teste $G(y_k)$ é, em geral, bastante simples. Para avaliar os índices LOLE e EENS, basta fazer $G(y_k)$ igual à duração total dos estados com corte de carga e ao montante de energia não suprida no sistema ou barra, durante a série sintética anual y_k , respectivamente. Os índices LOLP e EPNS são obtidos dividindo-se a LOLE e a EENS pelo período de análise (T). Para o cálculo do índice LOLF, $G(y_k)$ equivale ao número total de interrupções observadas na série sintética y_k . Por fim, a LOLD é obtida pela divisão da LOLE pela LOLF.

O índice LOLC pode ser obtido de forma aproximada pelo produto da energia não suprida e o custo médio das interrupções.

No que diz respeito aos índices de confiabilidade preventiva, eles são calculados pelas expressões que se apresentam em seguida. As probabilidades de o sistema residir em estados saudáveis e marginais são dadas, respectivamente, por (2.20) e (2.21).

$$Pr ob\{ S \} = \frac{1}{NY \times T} \sum_{k=1}^{NY} t(S)_k \quad (2.20)$$

$$Prob\{M\} = \frac{1}{NY \times T} \sum_{k=1}^{NY} t(M)_k \quad (2.21)$$

em que $t(S)_k$ e $t(M)_k$ são os tempos totais de residências nos estados saudáveis e marginais durante o ano k , respectivamente.

As freqüências de ingresso nas regiões saudáveis e marginais são dadas, respectivamente, por (2.22) e (2.23).

$$Freq\{S\} = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} n(S)_k \quad (2.22)$$

$$Freq\{M\} = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} n(M)_k \quad (2.23)$$

em que $n(S)_k$ e $n(M)_k$ são, respectivamente, o número de vezes que o sistema ingressa numa seqüência de estados saudáveis e marginais durante a série sintética y_k .

Por fim, as durações médias de residência em estados saudáveis e marginais são dadas pelas expressões (2.24) e (2.25), respectivamente.

$$Dur\{S\} = \frac{\sum_{k=1}^{NY} t(S)_k}{\sum_{k=1}^{NY} n(S)_k} \quad (2.24)$$

$$Dur\{M\} = \frac{\sum_{k=1}^{NY} t(M)_k}{\sum_{k=1}^{NY} n(M)_k} \quad (2.25)$$

Nas subseções seguintes são apresentados os modelos adotados para representar as unidades geradoras consideradas nas análises realizadas nesta dissertação.

2.4.2 Representação das Centrais Térmicas

O modelo de Markov a dois estados, apresentado na Figura 2.1, é utilizado para representar o processo de falha/reparo das unidades térmicas. Assume-se que os tempos de residência nos estados são exponencialmente distribuídos. No entanto, o método de simulação Monte Carlo seqüencial permite que qualquer outra distribuição seja utilizada. As expressões (2.26) e (2.27) são utilizadas para reproduzir o ciclo operativo das unidades geradoras representadas pelo modelo de Markov a dois estados.

$$T_{UP} = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (2.26)$$

$$T_{DN} = -\frac{1}{\mu} \ln(U) \quad (2.27)$$

em que: T_{UP} e T_{DN} são os tempos de permanência nos estados operativos UP e $DOWN$, respectivamente. O parâmetro U representa um número pseudo-aleatório uniformemente distribuído entre zero e um.

Para as centrais térmicas é assumido que a capacidade disponível depende unicamente da indisponibilidade dos equipamentos.

2.4.3 Representação das Grandes Centrais Hidrelétricas

Para representar o processo de falha/reparo das grandes unidades hidráulicas, utiliza-se também o modelo de Markov a dois estados.

No que se refere à potência disponível das centrais hidrelétricas, é preciso também considerar a disponibilidade de água nos reservatórios. O nível de armazenamento dos reservatórios determina a disponibilidade de energia nos sistemas hidrelétricos. Nesses sistemas, as falhas no atendimento da demanda

podem também ser ocasionadas por *déficit* de energia, devido a limitações de armazenamento de água nos reservatórios.

O volume armazenado varia em função das condições hidrológicas, das políticas de coordenação hidrotérmica e gerenciamento das águas. Para uma correta caracterização da influência desses aspectos na disponibilidade de potência hidráulica seria necessária uma modelagem complexa, envolvendo ferramentas de programação dinâmica estocástica para se determinar as capacidades máximas mensais de cada unidade hidráulica, com base nas séries hidrológicas históricas.

Com vista a obter um modelo simplificado, capaz de refletir as condições hidrológicas, bem como as estratégias de despacho e gerenciamento das águas, esta dissertação assume que a capacidade disponível das centrais hidrelétricas é proporcional ao volume armazenado. Pelo fato de os volumes não variarem muito ao longo do dia, é mais razoável adotar uma variação mensal. Portanto, as centrais hidrelétricas têm suas capacidades alteradas mensalmente em função das condições de armazenamento dos reservatórios.

As centrais são agrupadas por bacia hidrográfica. As bacias são modeladas por séries (hidrológicas) contendo valores percentuais mensais referentes aos volumes equivalentes armazenados nos reservatórios pertencentes a essas bacias.

2.4.4 Representação das Pequenas Centrais Hidrelétricas

Devido à diversidade de máquinas utilizadas nas PCH's, agrupam-se, numa mesma central, unidades que apresentam valores diferentes para os parâmetros estocásticos e/ou potência nominal. Desse modo, cada central é caracterizada em termos do número de unidades, do valor médio das indisponibilidades (FOR) das unidades e da potência total da central.

É assumido, para todas as unidades de qualquer PCH, um só tempo médio de reparo ($MTTR = 1/\mu$). Uma vez conhecido o valor de MTTR e a indisponibilidade média (por central), são calculados os valores médios de λ e μ para cada PCH. Cada unidade geradora de uma central PCH é representada por um modelo de Markov a dois estados. Com base na sua potência total e nos seus valores médios de λ e μ , uma dada PCH é representada por uma unidade equivalente, utilizando um modelo de Markov com múltiplos estados. Um exemplo desse modelo é mostrado na Figura 2.2.

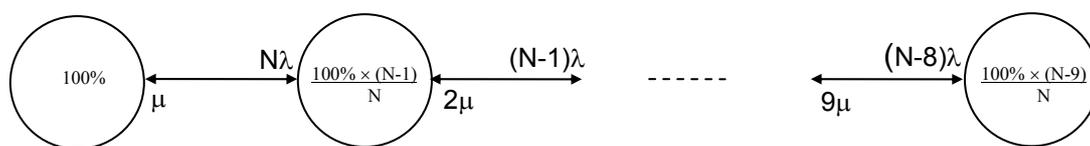


Figura 2.2: Modelo de Markov com Múltiplos Estados

Nesse modelo N corresponde ao número de unidades da central. Nota-se que para cada central existirão $N+1$ estados possíveis. Todavia, para aquelas centrais contendo muitas unidades, a representação de todos os possíveis estados fica inviável. Pode ser observado na Figura 2.2 que à medida que o número de unidades indisponíveis aumenta, os estados tornam-se menos prováveis. Portanto, é plausível que o número máximo de estados seja limitado sem afetar a precisão do modelo. Sendo assim, utilizando um modelo de Markov com dez estados, todas as centrais que possuírem mais do que nove unidades serão truncadas no décimo estado.

O ciclo operativo das centrais representadas pelo modelo com múltiplos estados apresentado anteriormente é reproduzido utilizando-se a expressão (2.28).

$$T_k = -\frac{1}{\lambda_k^S} \ln(U) \quad (2.28)$$

sendo λ_k^S igual ao somatório das taxas de saída do estado k .

O processo de amostragem dos tempos de residência em cada estado é realizado do modo como se descreve a seguir:

(i) Ao iniciar uma série sintética anual, é sorteado o estado inicial (E_k) para cada central, com base na distribuição de probabilidade de falha das unidades geradoras; (ii) Depois de definido o estado inicial, amostra-se o tempo de permanência nesse estado (T_k), utilizando a expressão (2.28); (iii) Decorrido o intervalo de tempo T_k , é realizado o sorteio de um novo estado, tendo como base o estado atual e a distribuição de probabilidades das freqüências de saída desse estado; (iv) Em seguida é amostrado o tempo de permanência do novo estado para o qual a central transitou.

Esse processo é repetido até que a soma dos tempos de permanência em cada estado seja igual ou maior que 8.760 horas.

De modo semelhante às grandes centrais hidrelétricas, a potência das PCH's é condicionada ao volume mensal dos reservatórios.

2.4.5 Representação das Centrais Eólicas

De modo análogo ao caso das PCH's, as unidades eólicas são agrupadas em centrais. Porém, agrupam-se as unidades que apresentam os mesmos valores de λ , MTTR e potência nominal. Para cada central são especificados o número de unidades, a taxa de falha, o tempo médio de reparo e a potência nominal das unidades. Os aerogeradores de cada central são representados pelo modelo de Markov a dois estados, enquanto que a central é representada por um modelo de Markov com múltiplos estados, como aquele mostrado na Figura 2.2.

Nas centrais eólicas, as flutuações de capacidade são devidas às variações da velocidade dos ventos, os quais por sua vez são fortemente influenciados por características locais. Portanto, as centrais eólicas são agrupadas por regiões. O histórico de velocidade dos ventos por área ou região é um dado que

possivelmente nem todas as concessionárias tem disponível. Por isso, nesta dissertação as flutuações das capacidades das centrais eólicas são obtidas por meio de séries (eólicas) contendo valores, em p.u., referentes à potência média horária observada nos dias típicos de inverno, primavera, verão e outono.

2.4.6 Representação das Centrais de Co-geração

O modelo utilizado para representar o processo de falha/reparo das unidades de co-geração é idêntico àquele apresentado para as PCH's, i.e. as unidades são agrupadas em centrais, as quais, por sua vez, são representadas por um modelo de Markov com múltiplos estados. Cada central de co-geração é caracterizada pelo seu número de unidades, valor médio das indisponibilidades (FOR) das unidades e a potência total da central.

Para considerar o efeito dos aspectos sazonais na energia oriunda das centrais de co-geração, são utilizados, para cada central, doze fatores mensais de sazonalidade. Esses fatores visam simular as variações da potência entregue à rede pelas centrais de co-geração em função das tarifas de energia e/ou variações no consumo. Adicionalmente é fornecido para cada central o FUS – Fator de Utilização pelo Sistema, o qual irá alterar a capacidade disponível das centrais de co-geração. Esse fator tem por finalidade modelar a fração de potência que é efetivamente entregue ao sistema.

2.5 CONCLUSÕES

O presente capítulo apresentou as principais metodologias analíticas e de simulação empregadas na avaliação da confiabilidade de sistema de geração: convolução, enumeração, simulação Monte Carlo não-seqüencial e simulação Monte Carlo seqüencial. Também foram apresentados os modelos adotados para representar as unidades térmicas, grandes hidráulicas, as PCH's, as centrais eólicas e de co-geração.

Pôde ser observado que as técnicas baseadas na representação por espaço de estados não são capazes de lidar com aspectos cronológicos relativos à operação dos sistemas de potência. Nesse tipo de representação, os estados operacionais são tratados como eventos independentes e, portanto, não há preocupação com a cronologia de acontecimento dos mesmos. Sendo assim, essas técnicas mostraram-se menos adequadas para aplicações em que o reconhecimento da correlação com o tempo é desejado, como no caso de sistemas com elevada penetração de energia eólica. Todavia, essa independência entre os estados possibilita algumas vantagens. Por exemplo, na simulação Monte Carlo não-seqüencial, o processo aleatório de amostragem dos estados proporciona um baixo esforço computacional.

A representação cronológica, por outro lado, permite representar os mais variados tipos de comportamento do sistema correlacionados com o tempo. É possível, por exemplo, representar a evolução cronológica da carga, a operação dos reservatórios e a manutenção programada. No entanto, devido à amostragem seqüencial dos estados, o esforço computacional exigido pelas técnicas que empregam a representação cronológica é substancialmente maior que aquele apresentado pelas técnicas que utilizam a representação por espaço de estados.

Na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração, a análise de desempenho dos estados envolve a simples comparação da geração disponível com a carga momentânea. Logo, o esforço computacional exigido é

muito pequeno e, portanto, permite o emprego da simulação Monte Carlo seqüencial.

No capítulo seguinte são apresentados os procedimentos para a obtenção dos dados do sistema de geração português. Descrevem-se os métodos utilizados para a obtenção dos dados determinísticos e estocásticos da geração; da curva de carga; das séries hidrológicas e eólicas; dos fatores de sazonalidade da co-geração e dos montantes mensais de potência programada para manutenção.

CAPÍTULO 3

TRATAMENTO DE DADOS

3.1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo tem por finalidade apresentar como se obtiveram os dados do sistema de geração português. Os dados obtidos referem-se à configuração definida para ano de 2002. Nesse ano o sistema apresentava uma capacidade total instalada de 10.899,55 MW, distribuída como se mostra na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Características do Sistema de Geração Português em 2002

| Tipo da Central | Potência Instada (MW) | Percentagem (%) |
|------------------------|------------------------------|------------------------|
| Hidráulica | 4153,10 | 38,10 |
| Térmica | 4854,50 | 44,54 |
| Eólica | 167,96 | 1,54 |
| PCH | 301,00 | 2,76 |
| Co-geração | 1422,99 | 13,06 |

No que diz respeito à carga, o pico máximo foi verificado em dezembro de 2002 e atingiu 7.402 MW. De acordo com a referência [ERSE02], em Portugal definem-se cinco classes de consumo, a saber: Agricultura, Indústria, Transportes, Serviços e Doméstico. Além disso, como se observa na Figura 3.1, o consumo de cada um dos setores de atividade manteve-se relativamente estável nos últimos anos, o que permite considerar para o ano de 2002 valores idênticos aos verificados para 2000.

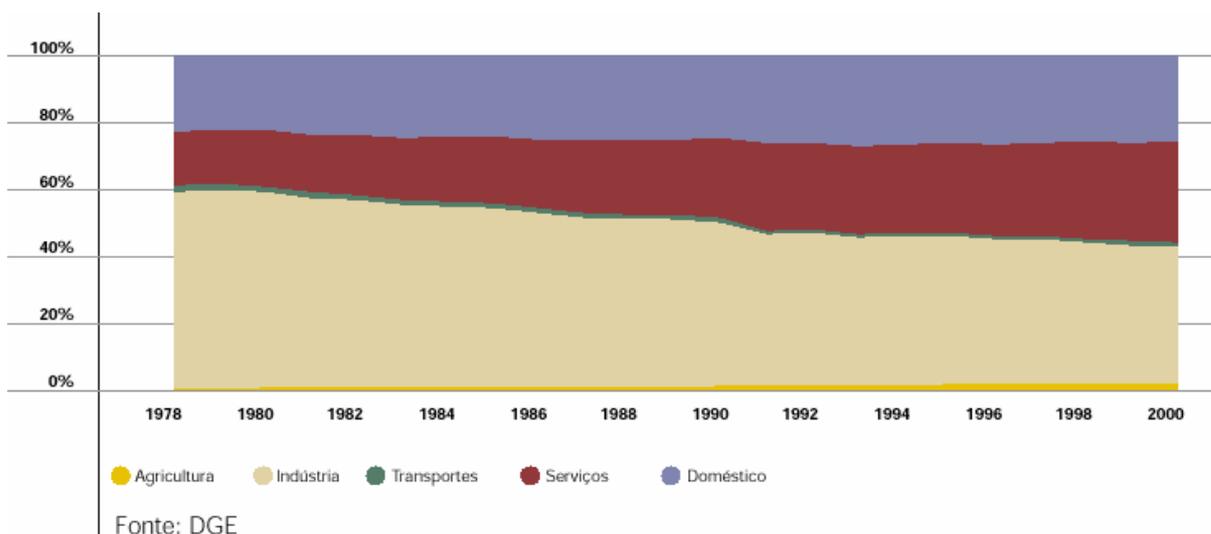


Figura 3.1: Evolução do Consumo de Energia Elétrica por Setor de Atividade

Sendo assim, os percentuais da carga a que se atribui cada classe de consumo são os que se apresentam na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Percentagem de Consumo de Cada Setor de Atividade

| Setor de Atividade | Percentagem de Consumo (%) |
|--------------------|----------------------------|
| Agricultura | 2,0 |
| Indústria | 42,0 |
| Transporte | 1,0 |
| Serviços | 30,0 |
| Doméstico | 25,0 |

3.2 MODELO DE CARGA

O modelo de carga foi construído com base nos valores de potência média horária consumida durante o ano de 2002, os quais foram fornecidos pela REN. Uma curva de carga padronizada foi construída dividindo-se os valores de potência verificada em cada hora pela ponta (7.402MW). Assim, obteve-se uma curva de carga padrão composta de 8.760 pontos.

A título de ilustração as Figuras 3.2 e 3.3 apresentam, respectivamente, as curvas de carga típicas de um dia de inverno e verão.

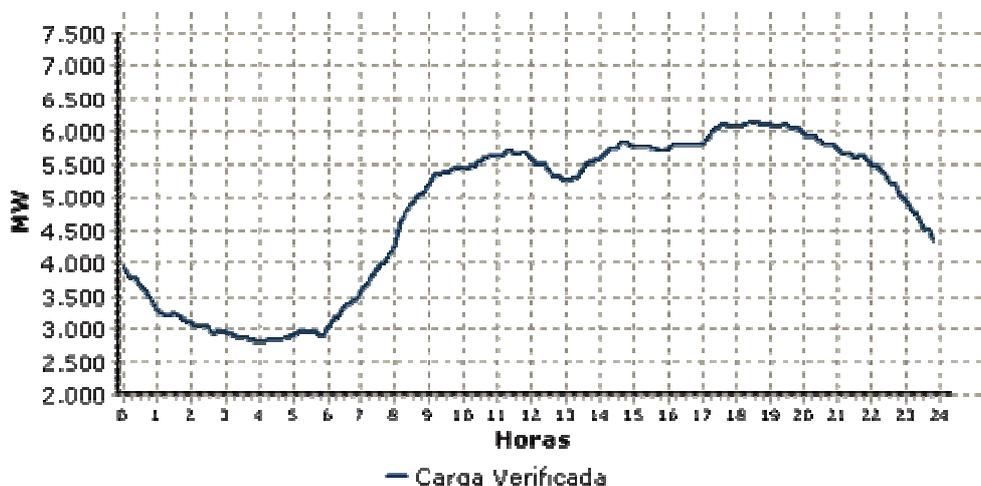


Figura 3.2: Diagrama de Carga Típico de Inverno

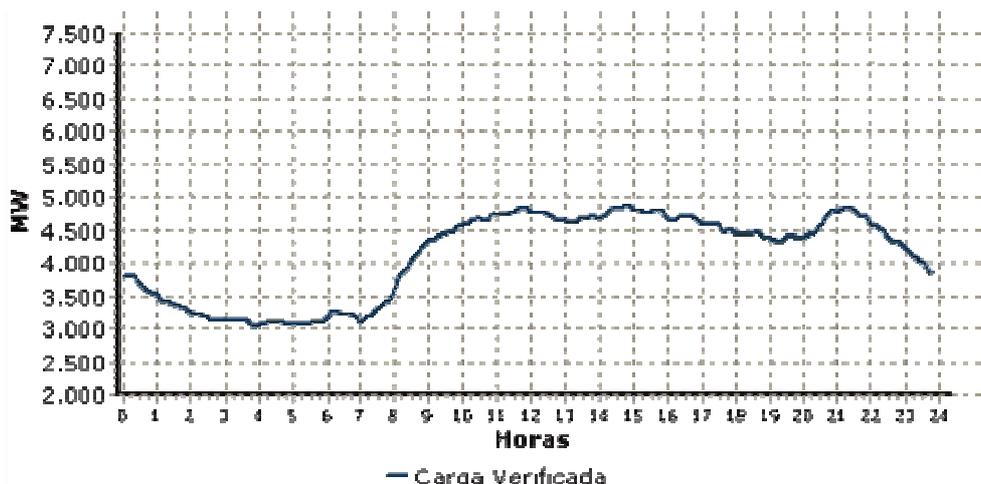


Figura 3.3: Diagrama de Carga Típico de Verão

3.3 DADOS DA GERAÇÃO

3.3.1 Geração Hidráulica

Em 2002, o sistema hidrelétrico português era composto por 90 unidades distribuídas em 35 centrais que totalizavam uma potência instalada de 4.153,10

MW. A potência instalada de cada central e o respectivo número de unidades foram obtidos do documento [ERSE02] e estão reproduzidos no Apêndice A.

As taxas de falha e os tempos médios de reparo foram especificados com base em valores padronizados, obtidos em [NERC03]. Assim, para as centrais hidrelétricas o valor adotado para o tempo médio de reparo foi de 25 horas. Uma vez especificado o tempo médio de reparo (*MTTR – mean time to repair*) e conhecida a taxa de indisponibilidade do sistema hidrelétrico, a saber, 1,3%; obteve-se uma taxa típica de falha (λ) de 4,62 ocorrências por ano. Esses valores foram adotados para todas as unidades hidráulicas e são apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Parâmetros Estocásticos para as Grandes Centrais Hidráulicas

| Taxa de Indisponibilidade | MTTR (h) | λ (Falhas/Ano) |
|---------------------------|----------|------------------------|
| 1,3% | 25 | 4,62 |

3.3.2 Geração Térmica

O sistema térmico, segundo o documento [ERSE02], era composto por 32 unidades distribuídas em 11 centrais. A potência instalada era de 4.854,50 MW. Também, para o sistema térmico, a potência instalada de cada central e o respectivo número de geradores são mostrados no Apêndice A. No que diz respeito aos valores das taxas de falha e dos tempos médios de reparo, observou-se a existência de quatro tipos de centrais e, portanto, as taxas de indisponibilidade foram definidas de acordo com o tipo de combustível utilizado na central, tal como pode ser observado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Indisponibilidades do Sistema Térmico

| Sistema Térmico | Indisponibilidade (%) |
|------------------|-----------------------|
| Carvão | 6,9 |
| Gás Natural | 2,3 |
| Óleo Combustível | 9,4 |
| Diesel | 11,6 |

Novamente com base nas informações contidas em [NERC03] admitiu-se que os tempos médios de reparo e as taxas de falhas típicas são aquelas que constam na Tabela 3.5

Tabela 3.5: Tempos Médios de Reparo e Taxas de Falha do Sistema Térmico

| Sistema Térmico | MTTR (h) | λ (Falhas/Ano) |
|------------------|----------|------------------------|
| Carvão | 30 | 21,73 |
| Gás Natural | 30 | 6,80 |
| Óleo Combustível | 50 | 18,10 |
| Diesel | 50 | 22,99 |

Mediante a consulta aos dados da geração térmica foi verificado que na central do Carregado existem dois grupos de geradores a óleo combustível/gás natural. Para caracterizar o regime de falhas e reparo desses grupos de geradores foram adotados os valores médios das taxas de falha e dos tempos médios de reparo dos grupos a óleo combustível e gás natural. Assim, para a central do Carregado, esses parâmetros assumem respectivamente 12,45 ocorrências por ano e 40 horas. Tais valores correspondem a uma taxa média de indisponibilidade de 5,4%.

3.3.3 Geração Eólica

A potência instalada, no sistema eólico, foi obtida do site da DGGE e do documento [REN03]. As centrais eólicas foram agrupadas por região, as quais são definidas como se vê na divisão do país apresentada na Figura 3.4.

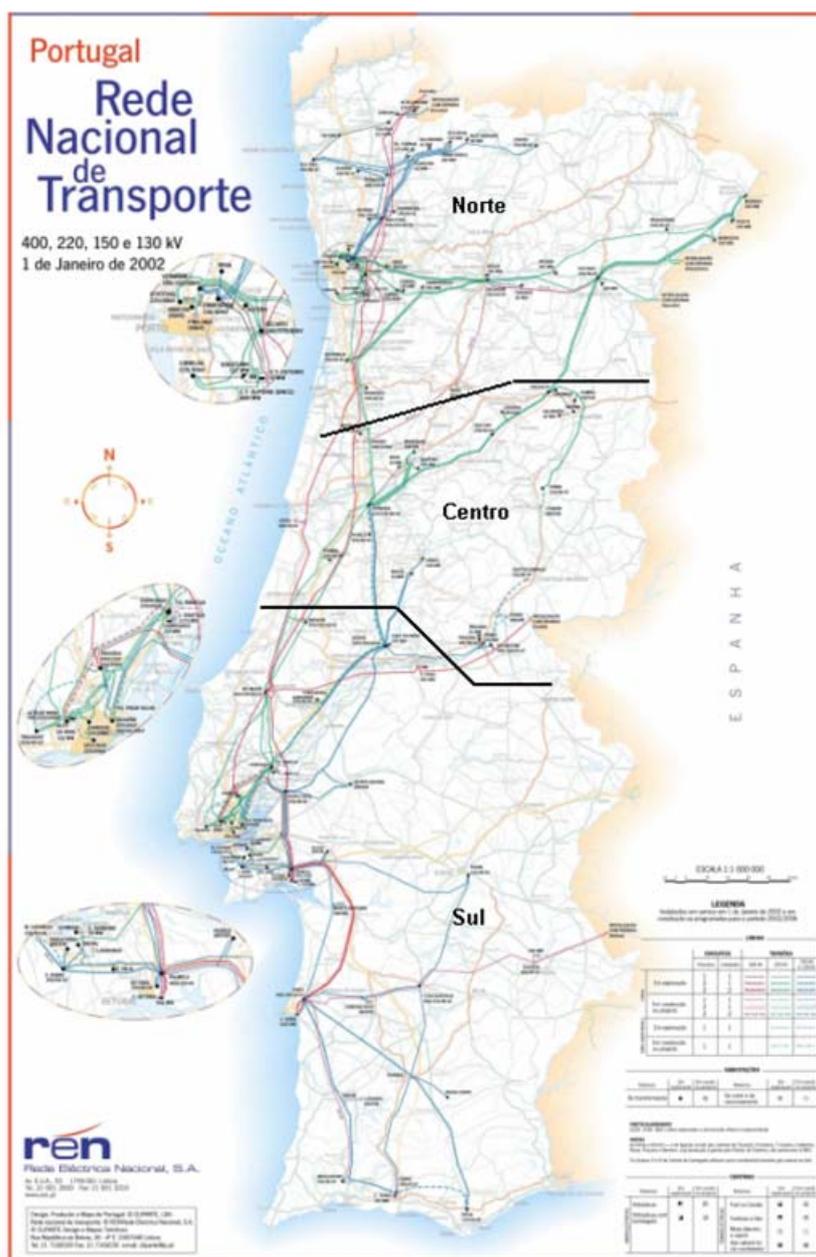


Figura 3.4: Definição das Regiões

Os motivos da adoção dessa divisão serão explicados quando forem apresentados os procedimentos para obtenção das séries eólicas.

De acordo com o site da DGGE, em Fevereiro de 2002, estavam instalados 105 MW de capacidade de produção eólica e encontravam-se pendentes 1.102 MW. Primeiramente, identificaram-se os parques eólicos que estavam ligados em cada região, com base no seu ponto injetor na rede de transmissão. Para tal, utilizou-se o mapa fornecido pela REN, que se pode consultar na Figura 3.4. Posteriormente, os parques eólicos foram agrupados por faixas de potência, segundo a classificação mostrada na Tabela 3.6:

Tabela 3.6: Classificação para Agrupamento das Turbinas Eólicas

| Agrupamento (MW) | Potência Nominal de Cada Turbina (MW) |
|------------------|---------------------------------------|
| 0 – 1 | 0,5 |
| 1 – 10 | 1,0 |
| 10 – 15 | 1,5 |
| 15 – 20 | 2,0 |
| > 20 | 3,0 |

Para determinar o número de turbinas instaladas em cada agrupamento, primeiramente, somou-se a potência dos parques eólicos pertencentes a cada agrupamento. Em seguida, a potência total de cada agrupamento foi dividida pela potência nominal das turbinas. Ao realizar esse cálculo foi observado que haveria inconsistência entre a potência total, o número de turbinas e a potência nominal das turbinas. Portanto, para evitar tal problema optou-se por considerar como potência efetiva de cada turbina o valor obtido pelo quociente da potência total de cada agrupamento pelo respectivo número de turbinas.

Para uma melhor compreensão desse procedimento apresenta-se um exemplo, por meio da Tabela 3.7, dos cálculos realizados para a Região Norte. Em Fevereiro de 2002 estavam instalados aproximadamente 52 MW, distribuídos e classificados como a seguir:

Tabela 3.7: Potência Instalada na Região Norte

| Ponto Injetor (Agrupamento) | Pot. Instalada dos Parques (MW) | Pot. Total do Agrupamento (MW) | N.º de Turbinas no Agrupamento | Pot. Efetiva de cada Turbina (MW) |
|-----------------------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|
| Valdigem | 0,50 | 1,17 | 3 | 0,39 |
| | 0,67 | | | |
| Valdigem | 3 | 10 | 10 | 1 |
| | 7 | | | |
| Valdigem | 10 | 30 | 20 | 1,5 |
| R. d'Ave | 10 | | | |
| Chaves | 10 | | | |
| Valdigem | 10,76 | 10,76 | 6 | 1,79 |

Observe, por exemplo, o primeiro agrupamento apresentado na Tabela 3.7. A potência total obtida é de 1,17 MW. Portanto, se fosse considerada a existência de três turbinas de 0,5 MW a potência total (1,5 MW) seria maior que a potência efetivamente instalada em tal agrupamento.

Explorando a informação disponível em [REN03], verificou-se que a potência eólica instalada em 31 de Dezembro de 2002 era de 168 MW, o que significa que existiu um acréscimo de 63 MW relativamente ao mês de fevereiro. Para se ter uma idéia da distribuição destes 63 MW pelo país foi realizado o seguinte procedimento. Primeiramente, obteve-se a relação entre o acréscimo de potência entre fevereiro e dezembro e a potência pendente, que se recorde era de 1.102 MW, sendo que a primeira representa aproximadamente 5,71% da última. Em seguida, identificou-se a potência pendente em cada uma das três regiões e ao valor obtido para cada região foi aplicada a relação referida anteriormente. Depois de determinada a potência total de cada região, foi definida a potência nominal de cada turbina, conforme a classificação da Tabela 3.6, e estimou-se o número de turbinas que foram instaladas entre fevereiro e dezembro de 2002. O número de turbinas obtido para cada uma das regiões pode ser visto no Apêndice A.

Para especificar as taxas de falha e os tempos médios de reparo, recorreu-se a um artigo de Van Bussel e Schötang [BS97], o qual refere que a disponibilidade típica das turbinas eólicas se encontra nos 98%, o que equivale uma taxa de indisponibilidade de 2%. Relativamente à taxa de falha, o valor assumido foi de 6 ocorrências por ano. Com estes valores para a taxa de falha e taxa de indisponibilidade, obteve-se um tempo médio de reparo de aproximadamente 30 horas. Assim os parâmetros estocásticos adotados para todas as centrais eólicas são os que se apresentam na Tabela 3.8.

Tabela 3.8: Parâmetros Estocásticos para o Sistema Eólico

| Taxa de Indisponibilidade (%) | MTTR (h) | λ (falhas/ano) |
|-------------------------------|----------|------------------------|
| 2% | 30 | 6 |

3.3.4 Pequenas Centrais Hidrelétricas

Para construção do modelo das PCH's, as unidades com diferentes características foram agrupadas numa mesma central. O agrupamento foi feito por faixa de potência. Primeiramente, foi contabilizado o número de instalações pertencentes a cada faixa e, posteriormente calculou-se a potência total do agrupamento. Os agrupamentos obtidos são mostrados na Tabela 3.9.

Tabela 3.9: Agrupamentos das PCH's

| Agrupamentos | N.º de Unidades | Potência Total (MW) |
|-----------------|-----------------|---------------------|
| 0 – 400 kW | 18 | 4,18 |
| 400 – 1000 kW | 17 | 11,61 |
| 1000 – 2500 kW | 18 | 28,44 |
| 2500 – 4000 kW | 15 | 49,58 |
| 4000 – 8000 kW | 16 | 91,66 |
| 8000 – 10000 kW | 12 | 115,53 |
| Total | 96 | 301 |

No que diz respeito aos parâmetros estocásticos, foram adotados os valores médios que melhor descrevem o processo de falha/reparo das unidades geradoras utilizadas nas PCH's. A Tabela 3.10 apresenta os valores de taxa de indisponibilidade, taxa de falha e tempo médio de reparo adotados para todas as PCH's.

Tabela 3.10: Parâmetros Estocásticos para as PCH's

| Taxa de Indisponibilidade (%) | MTTR (h) | λ (falhas/ano) |
|-------------------------------|----------|------------------------|
| 1% | 10 | 8,85 |

3.3.5 Co-geração

O procedimento adotado para o agrupamento das centrais de co-geração foi idêntico ao das PCH's. A divisão adotada é a que se pode ver na Tabela 3.11.

Tabela 3.11: Agrupamentos das Instalações de Co-geração

| Agrupamentos | N.º de Unidades | Potência Total (MW) |
|-------------------|-----------------|---------------------|
| 0 – 1000 kW | 18 | 7,59 |
| 1000 – 1600 kW | 17 | 22,16 |
| 1600 – 2500 kW | 16 | 33,85 |
| 2500 – 4000 kW | 16 | 48,70 |
| 4000 – 4700 kW | 19 | 85,02 |
| 4700 – 6100 kW | 18 | 93,59 |
| 6100 – 8000 kW | 17 | 118,40 |
| 8000 – 10000 kW | 15 | 136,32 |
| 10000 – 35000 kW | 10 | 184,00 |
| 35000 – 115000 kW | 10 | 693,36 |
| Total | 156 | 1.422,99 |

Para a co-geração foi adotado um Fator de Utilização do Sistema (FUS) que traduz a percentagem da potência instalada de co-geração que efetivamente vende energia à rede. Esse fator foi determinado com base na informação disponível em [ERSE02], a qual se refere à quantidade de energia vendida à REN pelas instalações de co-geração, como mostrado na Figura 3.5.

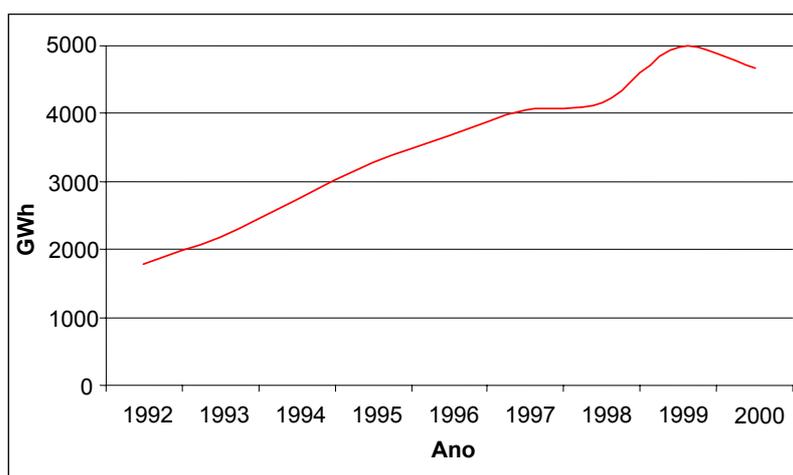


Figura 3.5: Energia Vendida à Rede pelas Instalações de Co-geração

Com base nestes valores, obteve-se a potência correspondente à energia vendida dividindo-se os valores anteriores pelo número de horas de um ano. Assim, foi possível obter a relação entre a potência instalada e a potência correspondente à energia vendida pelas instalações de co-geração, tal como se pode verificar nas seguintes figuras.

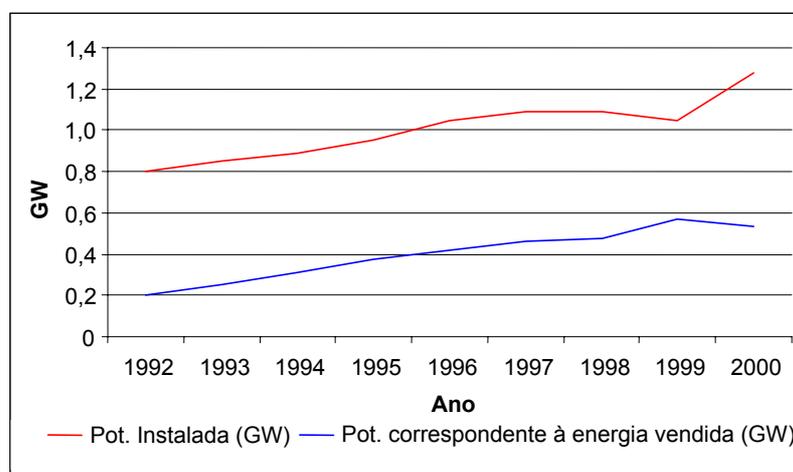


Figura 3.6: Potência Instalada e Potência Correspondente à Energia Vendida pela Co-geração

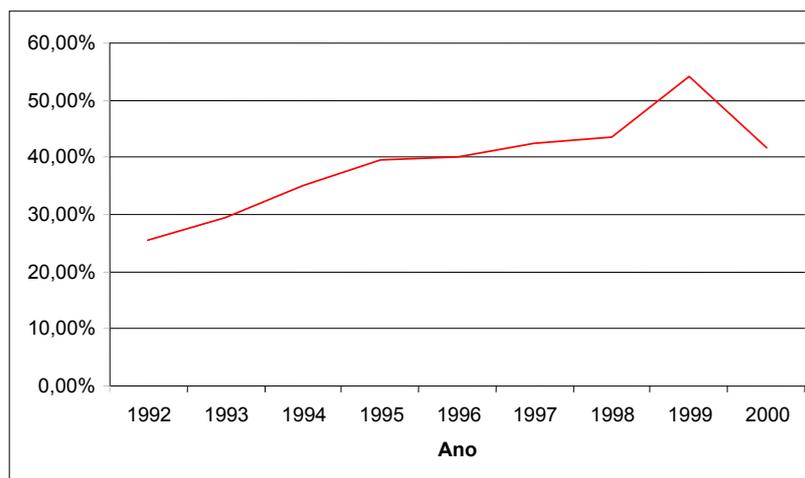


Figura 3.7: Relação entre a Potência Instalada de Co-geração e a Potência Correspondente à Energia Vendida

Deste modo, face aos valores obtidos, assumiu-se um FUS de 40%.

No que diz respeito aos parâmetros estocásticos para caracterizar o processo de falha/reparo das instalações de co-geração, foram adotados os valores que se apresentam na Tabela 3.12.

Tabela 3.12: Parâmetros Estocásticos para as Instalações de Co-geração

| Taxa de Indisponibilidade (%) | MTTR (h) | λ (falhas/ano) |
|-------------------------------|----------|------------------------|
| 10% | 20 | 48,67 |

3.4 BACIAS HIDROGRÁFICAS

O sistema hidrográfico português é representado pelas principais bacias hidrográficas: Ave, Cavado, Douro, Guadiana, Lima, Mondengo e Tejo. A operação dos reservatórios pertencentes a essas bacias é modela por meio de reservatórios equivalentes. Cada reservatório tem seu respectivo volume equivalente, o qual é obtido por meio dos volumes mensais armazenados nos reservatórios pertencentes à bacia que ele representa. O volume mensal (final do mês) armazenado de cada um dos reservatórios e suas respectivas

capacidades totais foram obtidos no site do SNIRH – Sistema Nacional de Informações de Recursos Hídricos [SNIRH03].

Para o cálculo do volume equivalente foi utilizada a expressão (3.1), mostrada a seguir:

$$Volume\ Equivalente_m(p.u) = \frac{\sum_{i=1}^n Vol_{m,i}}{\sum_{i=1}^n Vol_{MAX_i}} \quad (3.1)$$

em que: $Volume\ Equivalente_m(p.u)$ é o volume, em (p.u), armazenado em todos os reservatórios de uma dada bacia, para o mês m , de um dado ano; $Vol_{m,i}$ é volume apresentado pelo reservatório i ao final do mês m ; e Vol_{MAX_i} é volume máximo do reservatório i .

O volume equivalente dado pela expressão (3.1) aproxima-se mais dos volumes observados para aqueles reservatórios de maior capacidade de armazenamento. Desse modo, as diferenças significativas entre o volume equivalente e o volume real observado são maiores para aqueles reservatórios de menor capacidade e, portanto, a capacidade disponível das centrais associadas a esses reservatórios são alteradas em maior proporção.

Como o sistema é menos sensível à variação de capacidade das centrais de menor porte, a utilização do volume médio para representá-las não contribuirá para que os índices de confiabilidade calculados fiquem muito distantes daqueles valores que seriam obtidos caso o volume real observado para cada reservatório fosse utilizado.

Para a bacia do Lima foi observado que a utilização do volume equivalente para modelar os reservatórios do Alto Lindoso e do Touvedo produziria um regime operacional muito pessimista para este último. Isso pode ser observado na

Figura 3.8, na qual são comparados os volumes dos reservatórios com o volume equivalente.

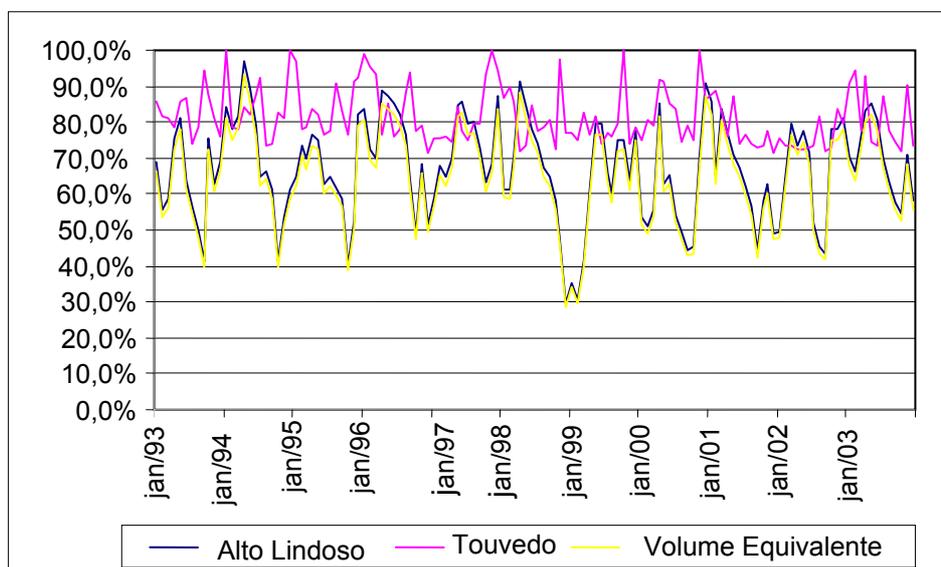


Figura 3.8: Comparação dos Volumes dos Reservatórios com o Volume Equivalente

Pelo fato de o volume máximo do Alto Lindoso (390 milhões de m^3) ser aproximadamente 25 vezes maior que o do Touvedo (15 milhões de m^3), o volume equivalente aproxima-se muito daqueles valores observados para o Alto Lindoso e reduz significativamente a capacidade do Touvedo. Neste caso, observou ser melhor considerar cada reservatório de forma independente, obtendo uma série hidrológica para cada um deles.

Problema semelhante ocorreu com a série da bacia do Mondego. Neste caso, foi observado que devido à capacidade máxima do Aguieira ser muito maior que a dos demais reservatórios, o volume equivalente aproximava-se muito dos valores de volume observados para o Aguieira, e distorciam significativamente as capacidades dos outros reservatórios. Sendo assim, optou-se por desagregar o Aguieira da bacia do Mondego e considerar uma série independente para esse reservatório.

Para as demais bacias observou-se que o volume equivalente representava de modo razoável o regime de operação dos reservatórios sem introduzir distorções que viessem prejudicar o resultado final.

Devido aos problemas já mencionados, alguns reservatórios tiveram que ser modelados separadamente, pelo que foi preciso considerar nove bacias hidrográficas: Aguieira, Alto Lindoso, Ave, Cavado, Douro, Guadiana, Mondengo, Tejo, Touvedo. Os dados das séries hidrológicas referentes a essas bacias para os anos de 1993 a 2003 são apresentados no Apêndice A.

As onze séries obtidas foram consideradas como equiprováveis e, portanto, foram associadas às seguintes probabilidades: 0,0909 para as séries hidrológicas entre 1993 e 2002; e 0,0910 para a série de 2003.

Em relação às séries utilizadas para modelar a operação das PCH's, informa-se que, como não se pôde precisar a localização dessas centrais, foi necessário considerar uma única bacia hidrográfica equivalente, a qual é afetada por um fator que traduz os efeitos das afluições e coordenação hidrotérmica dos reservatórios das grandes centrais hidráulicas. Assim, a série referente a essa bacia foi obtida pela média, para cada mês, das séries hidrológicas das nove bacias hidrográficas das grandes centrais hidráulicas. A Figura 3.9 ilustra a variação da capacidade de uma PCH por meio da série hidrológica obtida para o ano de 2000.

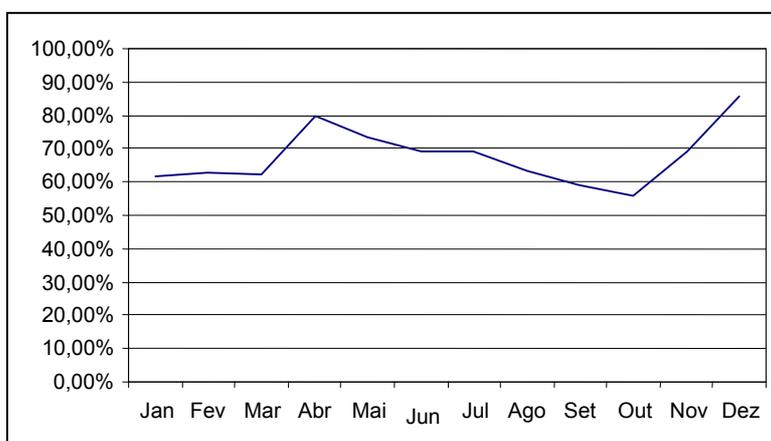


Figura 3.9: Série Hidrológica das PCH's para o Ano de 2000

Os dados das séries hidrológicas para as PCH's podem também ser consultados no Apêndice A.

A cerca das centrais que utilizam o recurso de bombeamento para elevar a capacidade de produção nos meses de baixa afluência, vale salientar que essa atividade já está implicitamente incluída na modelagem adotada. Os valores obtidos no SNIRH referem-se aos volumes totais mensais armazenados em cada reservatório. Consequentemente, todo e qualquer volume de água bombeado já está incluído nesse total.

3.5 PARQUES EÓLICOS

A potência disponível nas centrais eólicas é dependente da velocidade dos ventos que, por sua vez, apresenta padrões diferentes de variação em função de características geográficas. Tendo em mente esses aspectos, adotou-se a divisão do país em três regiões, como se viu anteriormente. Para cada região foram definidos, para as 24 horas do dia, valores médios percentuais da potência nominal em cada uma das estações do ano.

Os dados das séries eólicas foram disponibilizados pela REN e referem-se aos anos de 2000 e 2001, para três regiões (Norte, Centro e Sul). Esses dados foram obtidos como se explica em seguida. Para cada hora foi medida, em intervalos de 10 minutos, a potência equivalente produzida numa turbina típica de 1,5 MW. A esses valores aplicou-se um fator de redução de 10 % para traduzir os efeitos da indisponibilidade dos aerogeradores e da rede, perdas por efeito de esteira² e perdas elétricas por efeito Joule até à interligação com a rede. Assim, o valor máximo de potência produzida é de 1,35 MW.

Em seguida os valores medidos foram convertidos para valores percentuais. Para tal, os valores foram divididos pelo valor máximo de potência produzida, ou seja, 1,35 MW.

² Efeito de esteira: o vento que abandona a turbina tem um conteúdo energético inferior ao que chega à turbina, de modo que na parte de trás da turbina forma-se uma esteira de vento turbulento e com velocidade reduzida relativamente ao vento incidente.

Posteriormente, agruparam-se os valores por estações do ano, considerando-se que cada uma delas é composta por 90 dias, e calcularam-se os valores médios por hora de modo a obter uma curva média de produção por estação. A título de exemplo, mostram-se as curvas médias para cada uma das estações do ano, na região Centro em 2000.

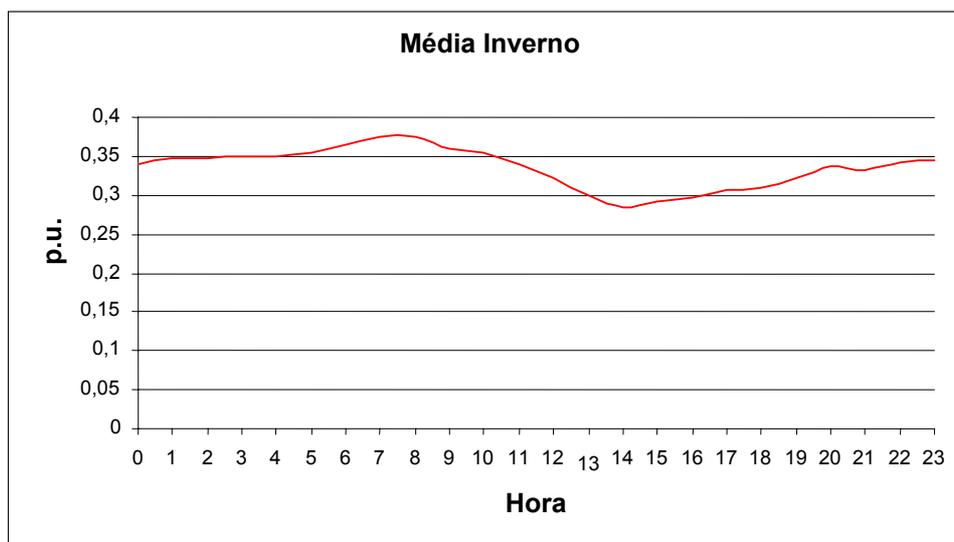


Figura 3.10: Curva Média de Inverno para a Região Centro em 2000

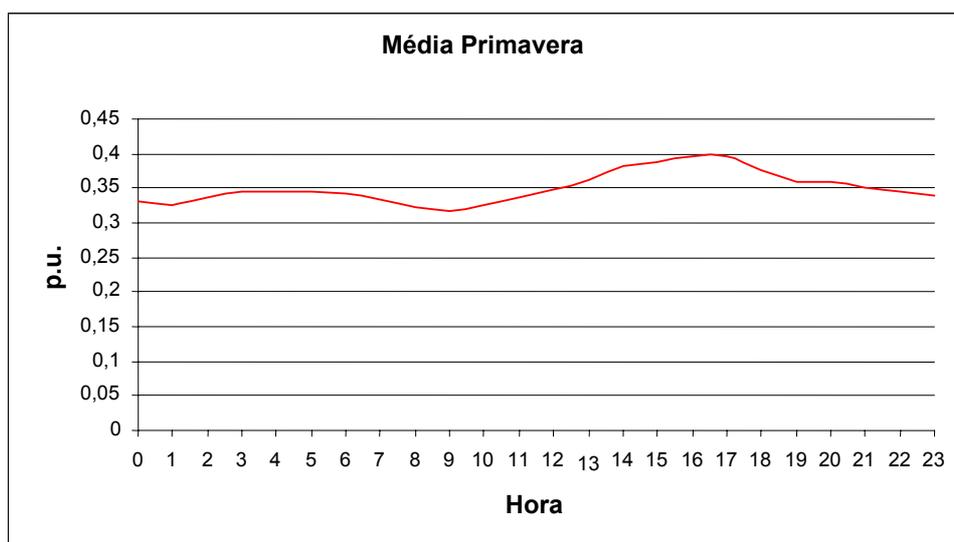


Figura 3.11: Curva Média de Primavera para a Região Centro em 2000

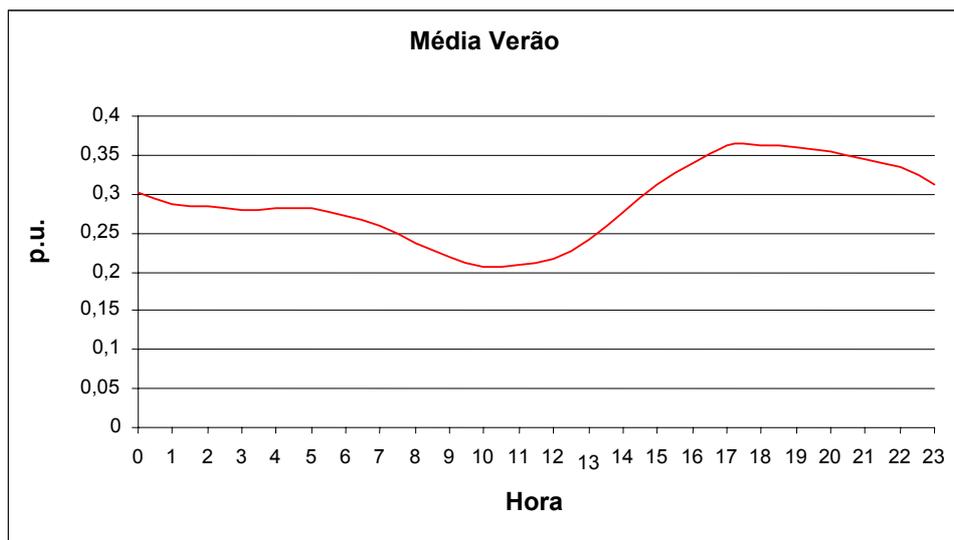


Figura 3.12: Curva Média de Verão para a Região Centro em 2000

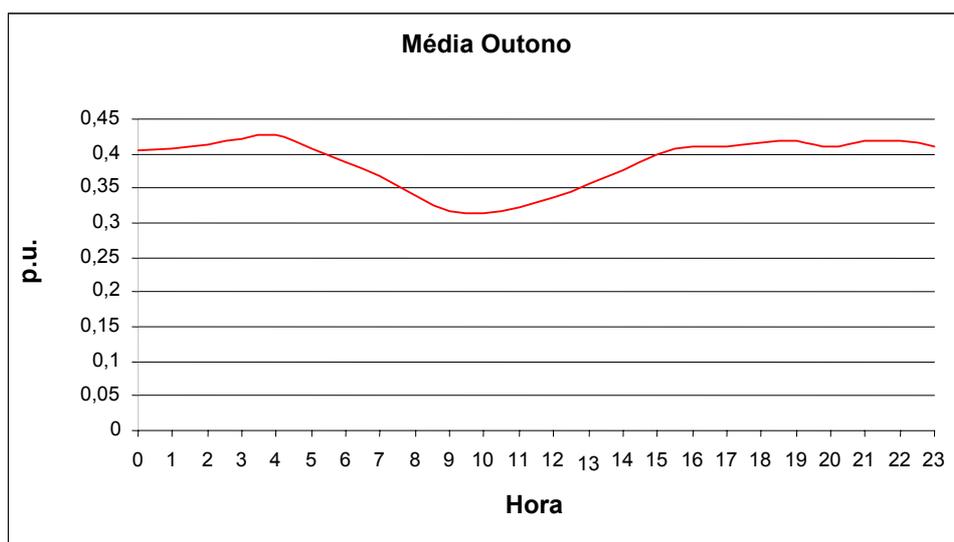


Figura 3.13: Curva Média de Outono para a Região Centro em 2000

Foram calculados os valores médios de produção diários, e destes foram retirados os 45 melhores e os 45 piores, de modo a identificarem-se as correspondentes séries eólicas favoráveis e desfavoráveis.

A Figura 3.14 mostra o gráfico com os valores médios diários de produção, em valor por unidade, para o período de primavera.

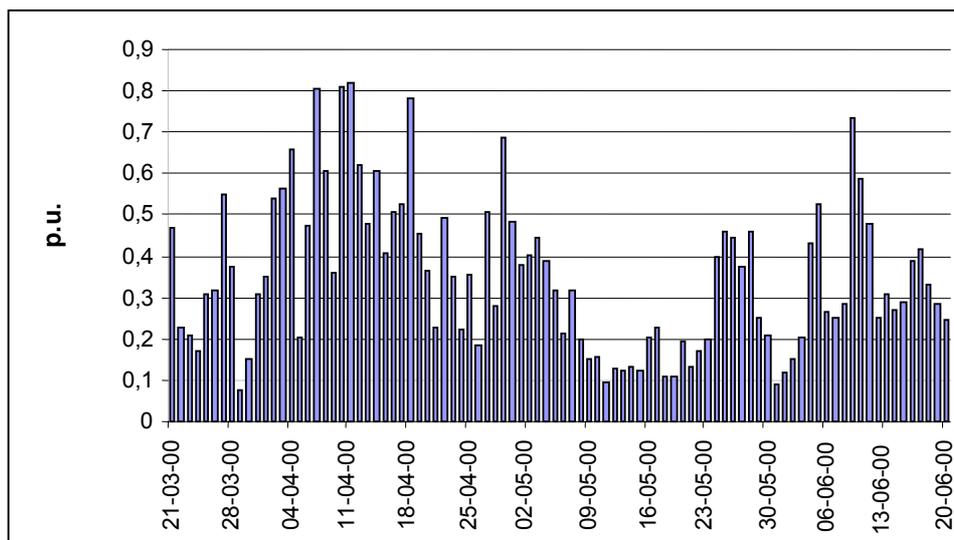


Figura 3.14: Gráfico com os Valores Médios de Produção para o Período de Primavera

Como se pode verificar, existe uma grande variação da produção ao longo do período em consideração. Deste modo, obtiveram-se curvas médias favoráveis e desfavoráveis para cada estação. Como exemplo, mostra-se a curva média favorável e desfavorável de Primavera para a região Centro em 2000.

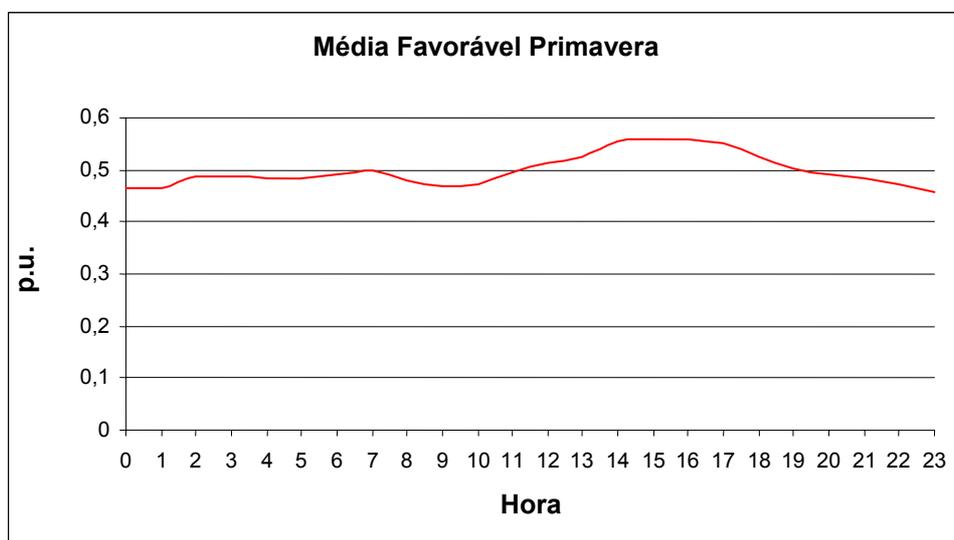


Figura 3.15: Curva Média Favorável de Primavera para a Região Centro em 2000

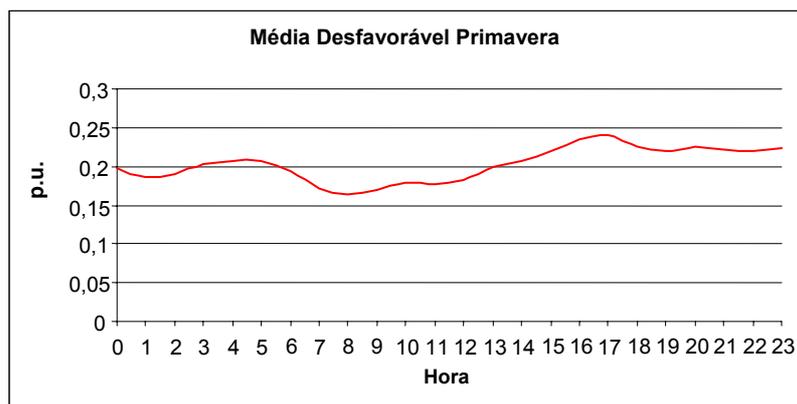


Figura 3.16: Curva Média Desfavorável de Primavera para a Região Centro em 2000

Deste modo, obtiveram-se no total seis séries eólicas, três referentes ao ano de 2000 e as restantes ao ano de 2001. Às séries médias atribuiu-se uma probabilidade de 0,25, enquanto que às séries médias favoráveis e desfavoráveis foi atribuída uma probabilidade de 0,125. Os dados completos das séries eólicas são mostrados no Apêndice A.

3.6 SAZONALIDADE DA CO-GERAÇÃO

A fim de considerar a variação na produção de energia nas centrais de co-geração ao longo dos meses do ano considerou-se que a co-geração acompanha a variação da carga. Assim, calculou-se a média diária de consumo de cada mês, utilizando os dados fornecidos relativos ao consumo verificado em 2002. Na Figura 3.17 apresentam-se os valores obtidos.

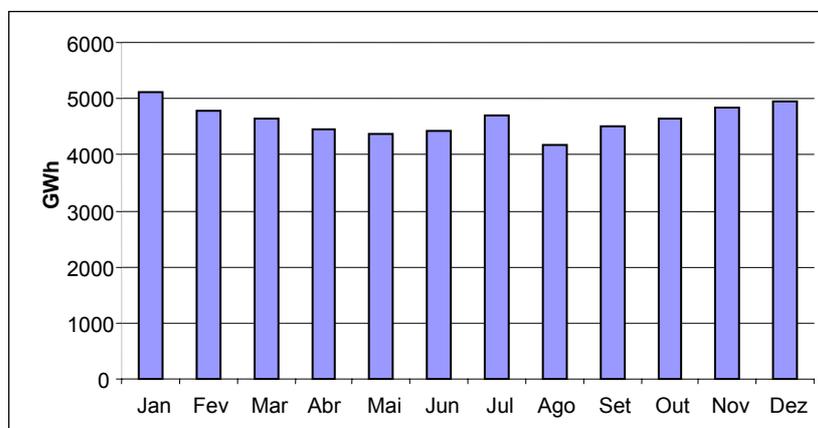


Figura 3.17: Consumo Diário em cada Mês

Em seguida, esses valores foram convertidos para o sistema p.u. Para tal, dividiram-se os valores anteriores pelo valor correspondente ao mês com maior consumo diário, que foi janeiro.

A esses novos valores foi aplicado o FUS, que se recorde é de 40%, obtendo-se assim os valores relativos à sazonalidade da co-geração, como se pode ver na Figura 3.18.

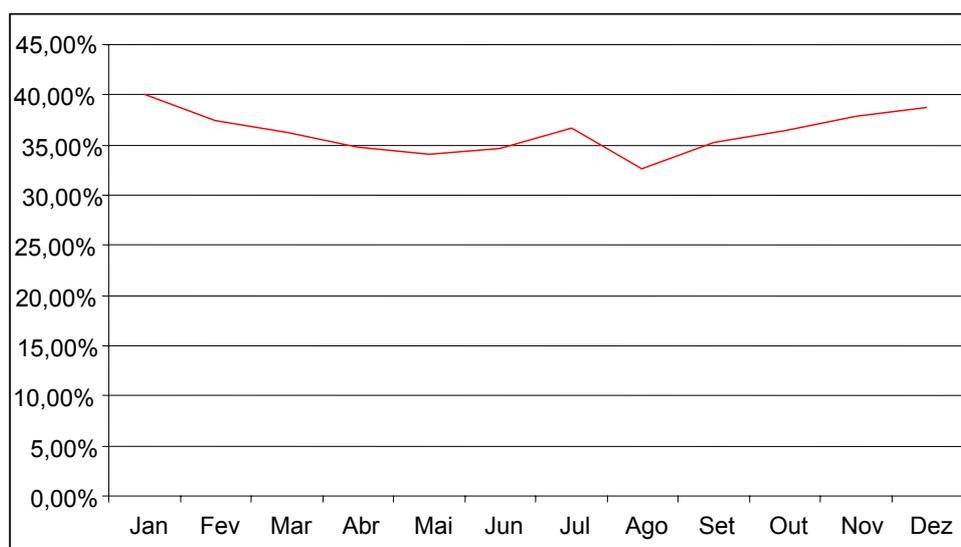


Figura 3.18: Valores de Sazonalidade da Co-geração

3.7 MANUTENÇÃO

Para incluir o efeito da manutenção programada nos índices de confiabilidade subtrai-se da potência total disponível um montante equivalente à potência das unidades retiradas do sistema para manutenção. Com base na informação disponibilizada pela REN que se refere ao Plano de Manutenção de 2002, foi obtido, para cada mês, o montante de potência equivalente às unidades do sistema hidráulico e térmico retiradas para manutenção, tal como se pode ver na Figura 3.19.

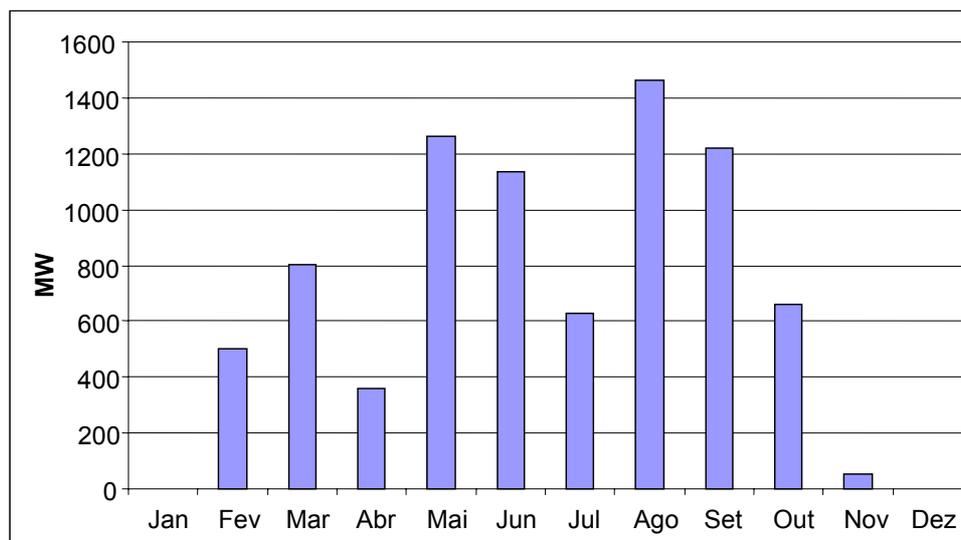


Figura 3.19: Escala de Manutenção para 2002

3.8 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou o tratamento dado às informações sobre o sistema de geração português, a fim de adequá-las aos estudos de confiabilidade. Descreveram-se os procedimentos utilizados para obter os dados estocásticos e determinísticos da geração; o modelo de carga, bem como os modelos das bacias hidrográficas e dos parques eólicos. Apresentaram-se também as considerações e procedimentos adotados para incluir o efeito da sazonalidade de co-geração e da potência em manutenção.

No que diz respeito aos dados determinísticos dos sistemas hidráulico e térmico não foram encontradas grandes dificuldades para obtê-los. Para caracterizar o processo de falha e reparo das unidades térmicas e das grandes hidráulicas foram utilizados valores de taxas de indisponibilidade fornecidos pela REN e valores padronizados de taxa de falha e tempo médio de reparo apresentados em [NERC03].

Em relação à geração eólica foram necessárias algumas aproximações e considerações para obter o número de unidades geradoras instaladas em cada região. Isso porque foram obtidas informações apenas sobre a potência total instalada de eólicas por região e a potência nominal das turbinas. Quanto à

caracterização do processo de falha e reparo dessas unidades, foram utilizados os valores apresentados na referência [BS97].

Para as PCH's e as instalações de co-geração o número de unidades geradoras era conhecido e, portanto, foram somente agrupados de acordo com a potência nominal. No que se refere aos parâmetros estocásticos das PCH's e da co-geração foram adotados valores médios que reproduzissem melhor o processo de falha/reparo dessas unidades.

Os volumes equivalentes obtidos para cada bacia hidrográfica apresentam uma idéia razoável da variação da capacidade disponível das centrais hidrelétricas e das PCH's, em função das políticas de coordenação hidrotérmica, gerenciamento das águas e dos regimes de chuvas. Como as séries hidrológicas obtidas referem-se aos volumes armazenados no final do mês, elas modelam de forma implícita os aspectos anteriormente citados.

De modo análogo, a adoção de valores médios de potência horária para modelar o regime operacional das centrais eólicas permite capturar implicitamente a influência da velocidade dos ventos na capacidade disponível dos aerogeradores. Além disso, a divisão do país em três regiões diferentes possibilita identificar as influências de características locais, tais como relevo, clima, altitude, etc.

Por fim, os fatores de sazonalidade permitem ter uma noção do montante mensal de potência entregue à rede pelas instalações de co-geração, assim como os montantes mensais de potência programada para manutenção permitem caracterizar a influência dessa atividade nos índices de confiabilidade.

No capítulo seguinte apresentam-se as aplicações do método de simulação Monte Carlo seqüencial e dos modelos desenvolvidos, na avaliação da confiabilidade do sistema de geração português. A configuração de geração de 2002 é utilizada para definir um padrão de confiabilidade para o SEP, com base

no qual são avaliadas as configurações de expansão propostas para o período 2004-2013.

CAPÍTULO 4

APLICAÇÕES

4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem por objetivo demonstrar como a ferramenta de análise de confiabilidade desenvolvida nesta dissertação pode ser utilizada na definição dos níveis adequados de reserva estática de sistemas de geração. A aplicação de tal ferramenta é ilustrada por meio de estudos de casos realizados com algumas configurações do parque de geração do sistema elétrico português (SEP).

Primeiramente, a configuração de geração do SEP definida para o ano de 2002 é utilizada para se estabelecer um padrão de confiabilidade aceitável. Em seguida, apresentam-se as análises das configurações de expansão previstas para o período 2004-2013. Para cada uma dessas configurações são determinados os índices de confiabilidade tradicionais, assim como os de confiabilidade preventiva, considerando quatro cenários: *condições normais*; *piores condições hidrológicas e eólicas*; *piores condições hidrológicas e eólicas, combinadas com uma programação extrema de manutenção*; *pior hidrologia e ausência total de ventos*. Adicionalmente, apresentam-se análises de sensibilidade dos índices de confiabilidade em relação às estratégias de gerenciamento de demanda (DSM - *Demand-Side Management*) e às estratégias de bombeamento.

Em todos os estudos adota-se para o cálculo do índice LOLC o valor de 1,5 €/kWh³ para cada uma das classes de consumidores (Agricultura, Indústria,

³ O valor de 1,5 €/kWh encontra-se definido no anexo ao Despacho n.º 25 754-A/2002, publicado no Suplemento ao Diário da República, II série, n.º 280, de 4 de dezembro de 2002 – ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos).

Transporte, Serviços e Residencial). Informa-se também que para o cálculo dos índices de bem-estar utiliza-se como critério determinístico a perda da maior unidade geradora hidráulica ou térmica. Todas as simulações são realizadas em um computador equipado com um processador Pentium IV de 2,4 GHz. O critério de parada adotado é a obtenção de um coeficiente de incerteza relativa (β) menor ou igual a 5% para todos os índices.

4.2 ESTABELECIMENTO DE PADRÕES

As subseções seguintes apresentam os resultados das análises de confiabilidade da configuração de geração do SEP em 2002. Diferentes condições operacionais do sistema foram consideradas com o intuito de se definir limites aceitáveis para os índices de confiabilidade.

4.2.1 Caso Base

Para o *Caso Base*, todos os dados históricos hidrológicos e eólicos são utilizados. Em 2002, o SEP apresentava uma capacidade total instalada de 10,9 GW, distribuídas conforme a seguir: hidráulicas: 4,15 GW; térmicas: 4,86 GW; eólicas: 0,17 GW; PCH's: 0,30 GW; co-geração: 1,42 GW. A ponta de carga anual foi de 7,40 GW.

Como pode ser observado, em 2002 as fontes de energia renovável representavam 42,3% da capacidade total instalada, dos quais apenas 1,55% eram de origem eólica.

A reserva estática dessa configuração era de 3.497 MW, o que corresponde a 32% da capacidade instalada. Do ponto de vista determinístico, esse montante pode ser considerado como muito bom para qualquer sistema de potência. No entanto, não se pode afirmar que esse montante é suficiente para garantir a operação segura do sistema tendo em mente que as unidades geradoras estão sujeitas à falha, à influência das condições hidrológicas e eólicas, à

participação da co-geração e à manutenção dos equipamentos envolvidos no sistema de geração.

Uma avaliação de quão segura é a capacidade de reserva de um sistema só se consegue mediante uma análise de confiabilidade. Essa análise permite considerar a natureza estocástica dos sistemas de potência e, portanto, as influências de todas aquelas variáveis citadas anteriormente podem ser capturadas. A seguir, as Tabelas 4.1 e 4.2 apresentam os índices de confiabilidade obtidos para o *Caso Base*.

Tabela 4.1: Índices de Confiabilidade Tradicional – Caso Base

| ÍNDICE | VALOR | β (%) |
|----------------------|-------------------------|-------------|
| LOLP | $0,1421 \times 10^{-4}$ | 3,47 |
| LOLE (h/ano) | 0,1245 | 3,47 |
| EPNS (MW) | 0,001773 | 5,00 |
| EENS (MWh/ano) | 15,53 | 5,00 |
| LOLC (10^3 €/ano) | 23,30 | 5,00 |
| LOLF (oc./ano) | 0,08808 | 2,80 |
| LOLD (h) | 1,413 | 3,77 |

Tabela 4.2: Índices de Confiabilidade Preventiva – Caso Base

| ÍNDICE | VALOR | β (%) |
|-------------------|-------------------------|-------------|
| Prob{S} | 0,9998 | 0,01 |
| Prob{M} | $0,1479 \times 10^{-3}$ | 5,00 |
| Freq{S} (oc./ano) | 0,9287 | 4,35 |
| Freq{M} (oc./ano) | 0,9977 | 4,50 |
| Dur{S} (h) | 9431,0 | 4,35 |
| Dur{M} (h) | 1,298 | 6,02 |

Para este caso foram analisados 825.017.808 estados em 28.518 séries sintéticas anuais. O tempo total de execução foi de 36 minutos. Observando-se os índices obtidos verifica-se que, de fato, a capacidade de reserva dessa configuração é suficiente para garantir uma operação segura. A probabilidade de ocorrer uma interrupção, independentemente do montante de carga cortada, é muito pequena (menor que 0,002%). Em média, esse sistema opera 1,245 horas a cada dez anos com algum tipo de insuficiência da geração. Além disso, ocorrem 0,08808 interrupções por ano, ou seja, aproximadamente uma interrupção a cada 11 ½ anos e duram em média 1,41 horas. A energia não suprida é 15,53 MW/ano, o que representa um custo médio de 23.300 €/ano, valor considerado como muito baixo.

A idéia de que a configuração do ano de 2002 é robusta é confirmada quando se analisam os índices de confiabilidade preventiva. O sistema raramente opera em condições em que a reserva estática encontra-se fragilizada de modo a não suportar o critério determinístico. A probabilidade de encontrar o sistema operando em estados marginais é de apenas 0,015%. Em média, os estados marginais ocorrem uma vez por ano e duram pouco mais que uma hora.

4.2.2 Caso 1 – Pior Condição Hidrológica

No que se refere à pior condição hidrológica, não é possível observar, apenas com base em cada série anual, qual delas produzirá os piores impactos para o sistema. O procedimento correto é simular individualmente cada série anual e analisar os índices de confiabilidade obtidos.

Após avaliar cada série individualmente constatou-se que o ano de 1996 foi o mais favorável e o ano de 2001 foi o de pior impacto para o sistema. A seguir, nas Tabela 4.3 e 4.4 apresentam-se os índices de confiabilidade tradicional e preventiva obtidos utilizando-se a série hidrológica do ano 2001. Em relação às séries para as PCH's, nenhuma alteração foi feita. Isso porque essas centrais representam uma parcela muito pequena da potência total instalada (2,76%) e, portanto, não teriam grande influência.

Tabela 4.3: Índices de Confiabilidade Tradicional – Caso 1

| ÍNDICE | VALOR | β (%) |
|----------------------|-------------------------|-------------|
| LOLP | $0,2169 \times 10^{-4}$ | 3,47 |
| LOLE (h/ano) | 0,1900 | 3,47 |
| EPNS (MW) | 0,002722 | 5,00 |
| EENS (MWh/ano) | 23,84 | 5,00 |
| LOLC (10^3 €/ano) | 35,76 | 5,00 |
| LOLF (oc./ano) | 0,1248 | 2,87 |
| LOLD (h) | 1,523 | 3,88 |

Tabela 4.4: Índices de Confiabilidade Preventiva – Caso 1

| ÍNDICE | VALOR | β (%) |
|-------------------|-------------------------|-------------|
| Prob{S} | 0,9998 | 0,01 |
| Prob{M} | $0,2175 \times 10^{-3}$ | 4,99 |
| Freq{S} (oc./ano) | 1,263 | 4,41 |
| Freq{M} (oc./ano) | 1,379 | 4,60 |
| Dur{S} (h) | 6935,0 | 4,41 |
| Dur{M} (h) | 1,382 | 6,07 |

Para o *Caso 1* foram necessários 20.230 anos simulados envolvendo a análise de 582.802.951 estados, com um tempo total de execução de 26 minutos e 35 segundos.

Pode ser observado que a pior condição hidrológica produziu uma deterioração considerável nos índices de confiabilidade. Por exemplo, o índice LOLE aumentou aproximadamente 52%, passando de 0,1245 para 0,19 horas/ano. No entanto, os índices obtidos podem ser considerados como muito bons. Observe que a LOLF ainda continua muito baixa: 0,1248 ocorrências por ano ou cerca de uma falha a cada oito anos.

4.2.3 Caso 2 – Piores Condições Hidrológicas e Eólicas

Neste caso, além da pior condição hidrológica consideram-se também as piores condições de vento. Para tal, utilizam-se as séries eólicas desfavoráveis referentes aos anos de 2000 e 2001, para cada região estudada. Os resultados obtidos para o *Caso 2* são apresentados nas Tabelas 4.5 e 4.6.

Tabela 4.5: Índices de Confiabilidade Tradicional – Caso 2

| ÍNDICE | VALOR | β (%) |
|----------------------|-------------------------|-------------|
| LOLP | $0,2510 \times 10^{-4}$ | 3,44 |
| LOLE (h/ano) | 0,2199 | 3,44 |
| EPNS (MW) | 0,003182 | 5,00 |
| EENS (MWh/ano) | 27,88 | 5,00 |
| LOLC (10^3 €/ano) | 41,81 | 5,00 |
| LOLF (oc./ano) | 0,1439 | 2,83 |
| LOLD (h) | 1,528 | 3,83 |

Tabela 4.6: Índices de Confiabilidade Preventiva – Caso 2

| ÍNDICE | VALOR | β (%) |
|-------------------|-------------------------|-------------|
| Prob{S} | 0,9997 | 0,01 |
| Prob{M} | $0,2508 \times 10^{-3}$ | 4,99 |
| Freq{S} (oc./ano) | 1,440 | 4,39 |
| Freq{M} (oc./ano) | 1,572 | 4,59 |
| Dur{S} (h) | 6082,0 | 4,39 |
| Dur{M} (h) | 1,398 | 6,07 |

Para este caso foram necessários 17.546 anos simulados, envolvendo 506.072.169 estados operacionais analisados, com um tempo de execução de 21 minutos e 44 segundos.

Nota-se que os índices não sofreram grandes variações, se comparados ao caso anterior (pior hidrologia). Por exemplo, o índice LOLE passou de 0,19 para 0,22 horas/ano, o que representa um aumento de aproximadamente 15%. Essa alteração não muito acentuada já era prevista devido à pequena parcela de geração eólica (somente 1,55%). Também sob as condições desfavoráveis de hidrologia e vento, a configuração de geração do ano 2002 apresenta uma margem de reserva suficiente para garantir uma operação segura. Observe, por exemplo, que a probabilidade de ocorrência de estados marginais é ainda muito pequena: aproximadamente 0,03%.

4.2.4 Caso 3 – Piores Condições Hidrológicas, Eólicas e de Manutenção

Neste caso o sistema é submetido a condições operacionais bem mais severas. Consideram-se simultaneamente as piores condições hidrológicas e eólicas e um aumento de 20% nos montantes mensais de potência programada para manutenção. As Tabelas 4.7 e 4.8 apresentam os índices de confiabilidade tradicional e preventiva para o Caso 3.

Tabela 4.7: Índices de Confiabilidade Tradicional – Caso 3

| ÍNDICE | VALOR | β (%) |
|----------------------|-------------------------|-------------|
| LOLP | $0,1073 \times 10^{-3}$ | 3,23 |
| LOLE (h/ano) | 0,9399 | 3,23 |
| EPNS (MW) | 0,01425 | 5,00 |
| EENS (MWh/ano) | 124,8 | 5,00 |
| LOLC (10^3 €/ano) | 187,3 | 5,00 |
| LOLF (oc./ano) | 0,5992 | 2,64 |
| LOLD (h) | 1,569 | 3,74 |

Tabela 4.8: Índices de Confiabilidade Preventiva – Caso 3

| ÍNDICE | VALOR | β (%) |
|-------------------|-------------------------|-------------|
| Prob{S} | 0,9990 | 0,01 |
| Prob{M} | $0,8625 \times 10^{-3}$ | 4,99 |
| Freq{S} (oc./ano) | 4,595 | 4,16 |
| Freq{M} (oc./ano) | 5,227 | 4,58 |
| Dur{S} (h) | 1905,0 | 4,16 |
| Dur{M} (h) | 1,445 | 6,31 |

Este caso envolveu a análise de 182.464.158 estados operacionais em 6.257 anos simulados. O tempo de execução foi de 7 minutos e 38 segundos.

Observe que a consideração das piores condições hidrológicas, eólicas e o aumento em 20% da potência programada para manutenção teve um impacto significativo na confiabilidade do sistema. Quando comparados com caso base, pode ser observado, por exemplo, que o índice LOLP passou de $0,1421 \times 10^{-4}$ para $0,1073 \times 10^{-3}$. Isso representa um aumento de 655%. No entanto, os índices ainda não apresentaram valores que podem ser considerados como indicativo de um baixo desempenho do sistema.

Comprova-se que a configuração de 2002 é bastante robusta, quando se observam os índices de confiabilidade preventiva. A probabilidade de ocorrência de estados marginais, mesmo sob as condições extremas consideradas, mantém-se pequena (0,09%). Além disso, o sistema opera, em média, apenas cinco vezes por ano em estados marginais, para o quais a duração esperada fica abaixo de 90 minutos.

4.2.5 Caso 4 – Piores Condições Hidrológicas, Eólicas, de Manutenção e de Co-geração

Por fim, mantidas as condições do *Caso 3*, considera-se que durante o ano inteiro não haverá participação da co-geração. É válido ressaltar que a não utilização da co-geração é uma hipótese inadequada do ponto de vista prático. Isso porque as instalações de co-geração representam uma parcela significativa da potência instalada (aproximadamente 13%). As Tabelas 4.9 e 4.10 apresentam os resultados obtidos para o *Caso 4*.

Para o presente caso foram analisados 18.055.529 estados operacionais em 611 anos de simulação, com um tempo total de 45 segundos.

A não utilização da co-geração tem um impacto notável no desempenho do sistema. Nestas condições operacionais a confiabilidade do SEP pode ser

considerada como bastante deteriorada se comparada às condições normais de operação (*Caso Base*).

Tabela 4.9: Índices de Confiabilidade Tradicional – Caso 4

| ÍNDICE | VALOR | β (%) |
|----------------------|----------|-------------|
| LOLP | 0,001906 | 3,27 |
| LOLE (h/ano) | 16,70 | 3,27 |
| EPNS (MW) | 0,3200 | 4,99 |
| EENS (MWh/ano) | 2804 | 4,99 |
| LOLC (10^3 €/ano) | 4205 | 4,99 |
| LOLF (oc./ano) | 8,375 | 2,47 |
| LOLD (h) | 1,994 | 3,86 |

Tabela 4.10: Índices de Confiabilidade Preventiva – Caso 4

| ÍNDICE | VALOR | β (%) |
|-------------------|----------|-------------|
| Prob{S} | 0,9896 | 0,05 |
| Prob{M} | 0,008178 | 3,81 |
| Freq{S} (oc./ano) | 37,00 | 3,35 |
| Freq{M} (oc./ano) | 45,82 | 3,78 |
| Dur{S} (h) | 234,3 | 3,38 |
| Dur{M} (h) | 1,564 | 4,83 |

Por exemplo, o índice LOLE passou de 0,1245 para 16,70 horas/ano, o que representa um aumento de 134 vezes em relação ao primeiro. No que diz respeito aos índices de confiabilidade preventiva, ao observar, por exemplo, a frequência de ocorrência de estados marginais pode-se dizer que o sistema enfrenta uma situação de operação consideravelmente estressante. Aproximadamente quatro vezes a cada mês o sistema experimenta uma situação de alerta, em que a capacidade de reserva é insuficiente para atender ao critério de segurança “N-1” (perda de uma grande unidade térmica ou hidráulica).

Com base nos resultados obtidos é possível estabelecer um padrão de confiabilidade aceitável para o SEP. O ponto de partida é a observação do comportamento do índice LOLE. Esse índice é adotado no setor elétrico mundial, como a base do critério de desempenho dos sistemas de geração. Nos países norte-americanos, por exemplo, admite-se para a LOLE um valor máximo de 0,1 dias por ano (ou 2,4 horas por ano). Vários países têm adotado como critério, um valor de LOLE no domínio de 0,1 até 5 dias por ano, ou entre

2,4 até 120 horas por ano [CWG87]. Para o padrão europeu o valor aceitável para a LOLE está compreendido entre 2 e 10 horas por ano.

Pode ser observado que no sistema português existe uma parcela considerável de geração hidráulica, a saber, 40,86%. Além disso, nos próximos anos o nível de penetração de energia eólica no SEP atingirá proporções consideráveis. Em países com produções significativas oriundas da energia hidráulica, e.g. Brasil, a dispersão dos índices de confiabilidade é muito grande devido à ocorrência, de algumas poucas séries hidrológicas extremamente desfavoráveis, que deslocam as médias para valores menos favoráveis. Sendo assim, nesses sistemas os índices de confiabilidade tais como a LOLE são fixados em valores mais elevados, devido a grande assimetria das funções de densidade de probabilidade associadas a tais índices.

Esse tipo de comportamento dos índices não é somente previsto para sistemas com grandes produções de origem hidráulica, mas de uma forma geral, para sistemas com penetrações consideráveis de energia renovável, devido à elevada volatilidade dessas fontes. Portanto, para o SEP pode ser definido como um padrão aceitável de confiabilidade o limite de 10 horas/ano para o índice LOLE.

4.3 REVISÃO DO PLANO DE EXPANSÃO

A seguir apresentam-se as análises das configurações de expansão proposta para o SEP no período de 2004 a 2013. Essas análises visam verificar se os montantes de reserva programados para o período em questão serão suficientes para garantir a segurança do fornecimento de energia elétrica.

O plano de expansão proposto para o SEP é apresentado nas subseções seguintes, nas quais são mostradas as alterações programadas para os sistemas térmico, hidráulico e de produção em regime especial. Todos os dados acerca da expansão proposta para o SEP no período 2004-2013 são encontrados nos documentos [LAMPM03, LARMPM04].

4.3.1 Sistema Hidráulico

Para o sistema hidráulico, de acordo com as informações contidas no documento [REN99], está prevista a entrada de seis novas centrais, tal como se pode ver na Tabela 4.11. Além disso, no período 2004-2013, não há previsão para a retirada de qualquer central de operação.

Tabela 4.11: Plano de Expansão das Grandes Centrais Hidráulicas

| Central | Potência (MW) | Ano de Entrada em Serviço |
|----------------|---------------|---------------------------|
| Alqueva | 236 | 2004 |
| Venda Nova II | 178 | 2004 |
| Baixo Sabor | 138 | 2009 |
| Picote II | 232 | 2010 |
| Salamonde II | 170 | 2011 |
| Venda Nova III | 420 | 2013 |

4.3.2 Sistema Térmico

No que diz respeito à expansão do sistema térmico, a programação da entrada em serviço das novas centrais é a que consta na Tabela 4.12. Assume-se que as centrais que entrarão em operação são todas do tipo ciclo combinado a gás natural (CCGN) de 400 MVA. A única exceção é verificada em 2008 quando entrará em operação uma turbina a gás natural de ciclo simples (TGCS) de 250 MVA.

Com base na informação obtida do documento [REN99], foi possível definir o escalonamento para a retirada das centrais térmicas de operação. Tal escalonamento é o que se vê na Tabela 4.13.

Tabela 4.12: Plano de Expansão das Centrais Térmicas

| Tipo de Grupo | Potência Nominal (MW) | Ano de Entrada em Serviço |
|----------------------|------------------------------|----------------------------------|
| CCGN400 1º grupo | 400 | 2004 |
| CCGN400 2º grupo | 400 | 2004 |
| CCGN400 3º grupo | 400 | 2006 |
| CCGN400 4º grupo | 400 | 2007 |
| TGCS 250 | 250 | 2008 |
| CCGN400 5º grupo | 400 | 2011 |
| CCGN400 6º grupo | 400 | 2012 |
| CCGN400 7º grupo | 400 | 2013 |
| CCGN400 8º grupo | 400 | 2013 |

Tabela 4.13: Centrais Térmicas Desativadas

| Central | Potência (MW) | Data de Retirada |
|-------------------|----------------------|-------------------------|
| Alto de Mira | 132 | Jan. 2003 |
| Tapada do Outeiro | 46,9 | Jan. 2005 |
| Tunes I e II | 32 | Jan. 2005 |
| Tunes III e IV | 165 | Jan. 2008 |
| Barreiro | 56 | Jan. 2010 |
| Carregado | 710 | Jan. 2011 |
| Setúbal | 946 | Jan. 2013 |

4.3.3 Produção em Regime Especial

De acordo com a REN estão previstos os aumentos da capacidade instalada de co-geração, eólica e PCH, tal como se pode ver na Tabela 4.14. Pode ser notado que há um crescimento significativo das potências instaladas de co-geração e eólica.

Tabela 4.14: Evolução da Potência Instalada de Produção em Regime Especial

| Ano | Potência Instalada (MVA) | | |
|------|--------------------------|-----|--------|
| | Co-geração | PHC | Eólica |
| 2004 | 1566 | 320 | 583 |
| 2005 | 1658 | 350 | 858 |
| 2006 | 1763 | 370 | 1350 |
| 2007 | 1906 | 390 | 1950 |
| 2008 | 2051 | 410 | 2600 |
| 2009 | 2236 | 430 | 3200 |
| 2010 | 2420 | 450 | 3750 |
| 2011 | 2470 | 460 | 3950 |
| 2012 | 2565 | 470 | 4050 |
| 2013 | 2625 | 480 | 4150 |

A seguir explica-se como os acréscimos de potência em cada ano foram tratados de modo a obter o número de unidades equivalente para o sistema de produção em regime especial.

a) Eólica

Para cada ano foi calculado o acréscimo de potência verificado relativamente ao ano anterior. Em seguida, este acréscimo foi distribuído pelas três regiões

consideradas, com base nos respectivos percentuais adotados em cada ano. Estas percentagens podem ser consultadas na Figura 4.1. Tendo em mente que no período considerado a tecnologia empregada na construção das turbinas eólicas estará sujeita a evolução, foi considerado que no período 2004 - 2008 a potência típica será de 3 MW, enquanto que para o período de 2009 a 2013 será de 3,5 MW.

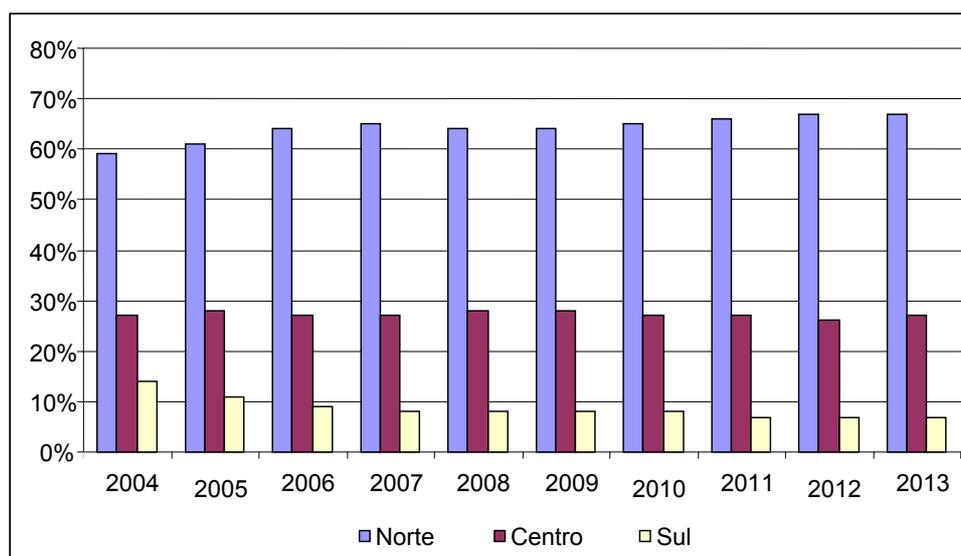


Figura 4.1: Distribuição da Potência Instalada pelas Regiões

Depois de calculados os montantes de potência a serem instalados em cada região, e considerando a potência de cada turbina, determinou-se o número de turbinas que serão instaladas em cada região.

A seguir, exemplifica-se esse procedimento mostrando o cálculo realizado para colocar o acréscimo de potência de 2004 para 2005. Como pode ser observado na Tabela 4.14, a potência instalada em 2005 era de 858 MW, enquanto que em 2004 foram instalados 583 MW, o que representa um acréscimo de 275 MW. Este acréscimo é depois distribuído pelas três regiões, tal como se pode verificar na Tabela 4.15.

Tabela 4.15: Acréscimo da Potência Instalada de Eólica de 2004 para 2005

| Região | Acréscimo (MW) | Distribuição Geográfica em 2004 (%) | Potência Instalada (MW) |
|--------|----------------|-------------------------------------|-------------------------|
| Norte | 275 | 61 | 168 |
| Centro | | 28 | 77 |
| Sul | | 11 | 30 |

Uma vez conhecida a potência instalada em cada região determinou-se o número de turbinas em cada uma das regiões. Para tal, a potência total de cada região foi dividida pela potência das turbinas. Obtido o número de turbinas, assumiu-se que cada parque eólico teria no máximo 20 unidades. A seguir, a Tabela 4.16 ilustra tal procedimento para a região Centro:

Tabela 4.16: Parques a Instalar na Região Centro em 2005

| Potência Instalada (MW) | Potência da Turbina (MW) | N.º Total de Turbinas | N.º de Turbinas por Parque | Potência efetiva (MW) |
|-------------------------|--------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
| 77 | 3 | 25,7 | 16 | 2,96 |
| | | | 10 | |

b) Pequenas Centrais Hidrelétricas

No que diz respeito aos acréscimos de potência nas PCH's, considerou-se que estes seriam todos agrupados num novo conjunto. Desse modo, as novas máquinas que entrarão em cada ano serão incluídas nesse conjunto. Foi considerado também que a potência das novas máquinas será de 10 MW.

Verifica-se que o acréscimo de potência nas PCH's de 2004 para 2005 foi de 30 MW, assim, de acordo com as considerações mencionadas anteriormente, serão incluídos no novo conjunto três grupos de 10 MW. A Tabela 4.17 exemplifica o acréscimo de potência no ano 2005 relativamente a 2004.

Tabela 4.17: Acréscimo da Potência Instalada nas PCH's de 2004 para 2005

| Ano | Agrupamentos | Acréscimo (MW) | Potência Total (MW) | N.º de Unidades |
|------|------------------|----------------|---------------------|-----------------|
| 2002 | 0 – 400 kW | 0,00 | 4,18 | 18 |
| | 400 – 1000 kW | | 11,61 | 17 |
| | 1000 – 2500 kW | | 28,44 | 18 |
| | 2500 – 4000 kW | | 49,58 | 15 |
| | 4000 – 8000 kW | | 91,66 | 16 |
| | 8000 – 10000 kW | | 115,53 | 12 |
| 2004 | Novo Agrupamento | 19,00 | 19,00 | 2 |
| 2005 | | 30,00 | 49,00 | 5 |

c) Co-geração

Em relação aos acréscimos de potência nas centrais de co-geração, os pressupostos foram os que se descrevem a seguir. Verifica-se que a tendência atual no estabelecimento de novas centrais de co-geração passa pela instalação de unidades com potências elevadas. Assim, considerou-se que a potência de acréscimo em cada ano é dividida nas faixas de maior potência, conforme definido na seção 3.3.5 (Tabela 3.11) e de acordo com as percentagens definidas na Tabela 4.18.

Tabela 4.18: Percentagem do Acréscimo

| Percentagem do Acréscimo (%) | Escala de Potência (MW) |
|------------------------------|-------------------------|
| 10 | 8 – 10 |
| 20 | 10 – 35 |
| 70 | 35 – 115 |

Para se determinar o número de instalações de co-geração a serem incluídas em cada agrupamento, calculou-se, primeiramente, a potência média de cada

faixa. Em seguida, a potência total a ser incluída em cada agrupamento foi dividida pela respectiva potência média.

Pela Tabela 4.19 pode ser verificado que em 2005 a potência total instalada de co-geração era de 1.658 MW, enquanto que em 2004 esta potência era de 1.566 MW, o que representa um acréscimo de 92 MW. Aplicando-se, as percentagens definidas na Tabela 4.18, foram determinadas as potências a serem incluídas nas três faixas consideradas. Depois, com a potência média de cada agrupamento calculou-se o número de unidades incluídas de 2004 para 2005.

Tabela 4.19: Determinação do Número de Unidades nas Instalações de Co-geração

| Potência em 2004 | Potência em 2005 | Acréscimo (MW) | Potência a Incluir (MW) | Pot. Média de Cada Escala | N.º de Unidades |
|------------------|------------------|----------------|-------------------------|---------------------------|-----------------|
| 1566 | 1658 | 92 | 9,2 | 9 | 1 |
| | | | 18,4 | 22,5 | 1 |
| | | | 64,4 | 75 | 1 |

A Tabela 4.20, a seguir, apresenta as alterações no número de unidades e na potência total das centrais de co-geração pertencentes às três últimas faixas de potência definidas na Tabela 3.11. Essas alterações dizem respeito ao acréscimo de potência em 2005 referente ao ano de 2004.

Tabela 4.20: Acréscimo da Potência Instalada de Co-geração de 2004 para 2005

| Agrupamentos (MW) | 2004 | | Acréscimo de Potência de 2004 para 2005 (MW) | 2005 | |
|-------------------|---------------------|-----------------|--|---------------------|-----------------|
| | Potência Total (MW) | No. de Unidades | | Potência Total (MW) | No. de Unidades |
| 8 – 10 | 150,57 | 17 | 9,2 | 159,77 | 18 |
| 10 – 35 | 212,50 | 12 | 18,4 | 230,90 | 13 |
| 35 – 115 | 793,11 | 12 | 64,4 | 857,51 | 13 |

4.3.4 Evolução da Carga

A evolução da carga foi determinada com base na informação disponibilizada pela REN, a qual se refere ao consumo previsto para o período 2004-2013. Esses valores foram divididos pelo número de horas de um ano, obtendo assim a potência média, como apresentado na Tabela 4.21.

Tabela 4.21: Evolução do Consumo e da Potência Média entre 2004 e 2013

| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Consumo (GWh) | 45210 | 47230 | 49292 | 51328 | 53413 | 55544 | 57495 | 59686 | 61895 | 64228 |
| Pot. Média (MW) | 5151 | 5392 | 5627 | 5859 | 6097 | 6341 | 6563 | 6813 | 7066 | 7332 |

Em seguida estes valores foram divididos pelo fator de carga, para o qual foi considerado um valor típico de 0,62, de modo a obter as respectivas pontas. Os valores encontrados para a ponta de carga podem ser vistos na Figura 4.2.

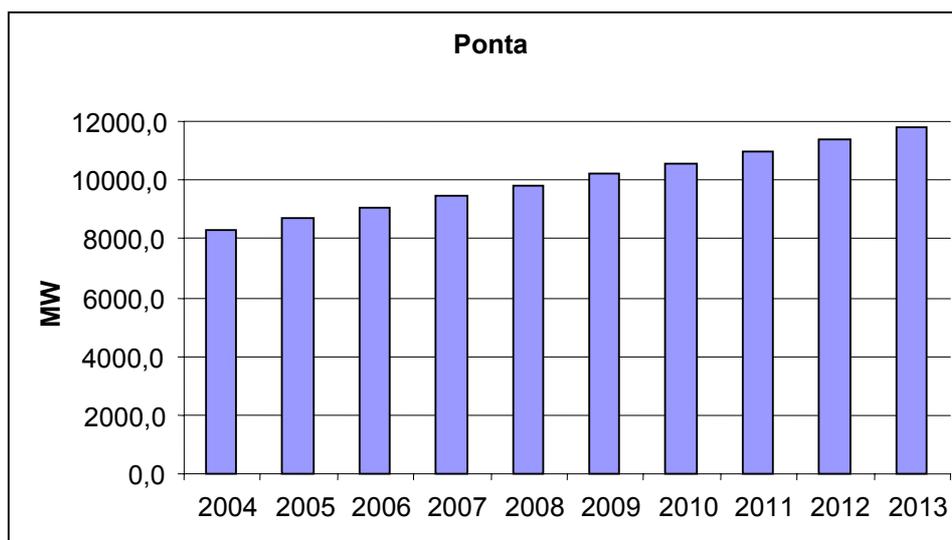


Figura 4.2: Evolução da Ponta entre 2004 e 2013

4.3.5 Incertezas no Crescimento da Carga

É pouco provável que valores da carga previstos para os anos futuros coincidam com aqueles que de fato se observarão nesses anos. Portanto, há incertezas nos valores previstos e que devem ser consideradas nos estudos de planejamento.

Essas incertezas em relação ao crescimento da carga podem ser modeladas por meio de uma distribuição Gaussiana discretizada em impulsos localizados sobre o nível de carga previsto para o ano em questão. O número de impulsos utilizados depende da precisão desejada. Frequentemente, a distribuição Gaussiana é discretizada em sete impulsos que correspondem a um, dois e três desvios-padrão acima ou abaixo do valor previsto (o que produz um desvio médio nulo) [BA84].

Utilizando a distribuição Gaussiana, a simulação Monte Carlo seqüencial, ao iniciar a geração de uma série sintética, realiza um sorteio para definir qual será o nível de carga aplicado à curva anual; se permanecerá o nível previsto para o ano em estudo, ou se haverá algum desvio. Obviamente, impulsos maiores que um desvio serão sorteados em uma proporção bem menor. Por exemplo, a condição de carga igual a três desvios para mais ou para menos, será sorteada, aproximadamente, uma vez a cada 161 séries sintéticas. A Figura 4.3 ilustra esse procedimento considerando mais de 2 dias da curva de carga do sistema português e uma elevação de dois desvios-padrão da média prevista (curva vermelha).

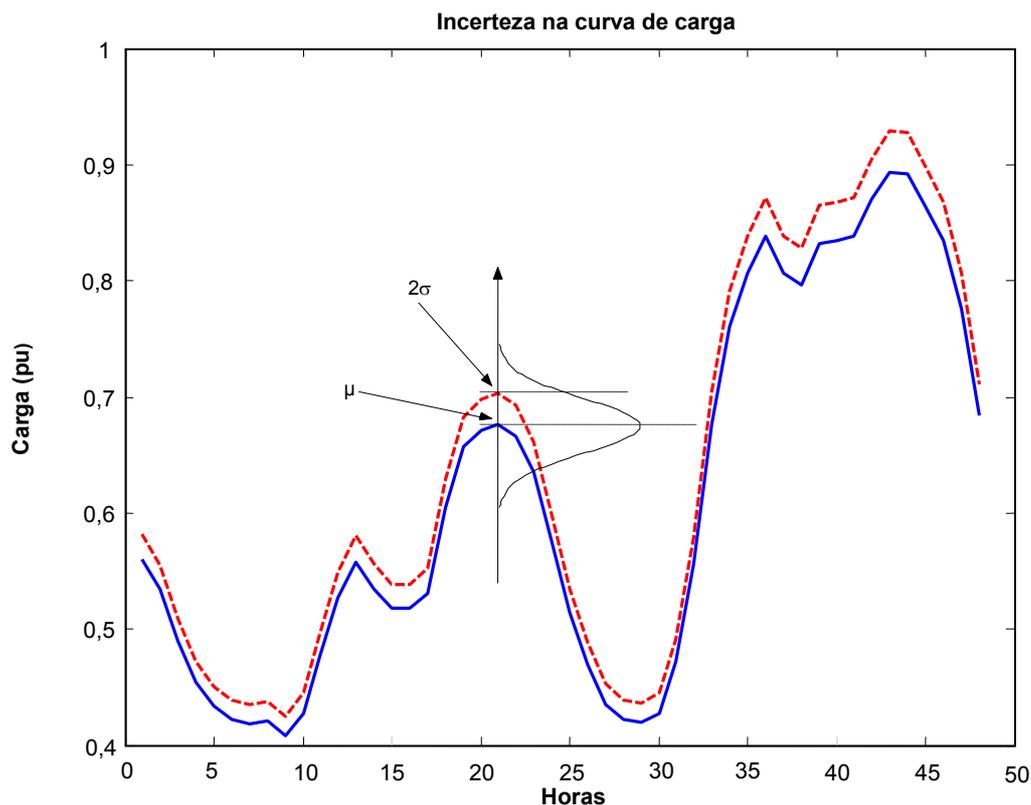


Figura 4.3: Modelo de Incerteza na Curva de Carga

4.3.6 Evolução da Potência em Manutenção

Para determinar a evolução da potência em manutenção ao longo do período 2004-2013 considerou-se o plano de manutenção de 2002, apresentado no Capítulo 3, como padrão. Os valores de potência foram convertidos em valores percentuais, dividindo-os pela potência total instalada em 2002 nos sistemas hidráulico e térmico. Assim obtiveram-se as percentagens de potência instalada em manutenção, como se pode ver na Figura 4.4.

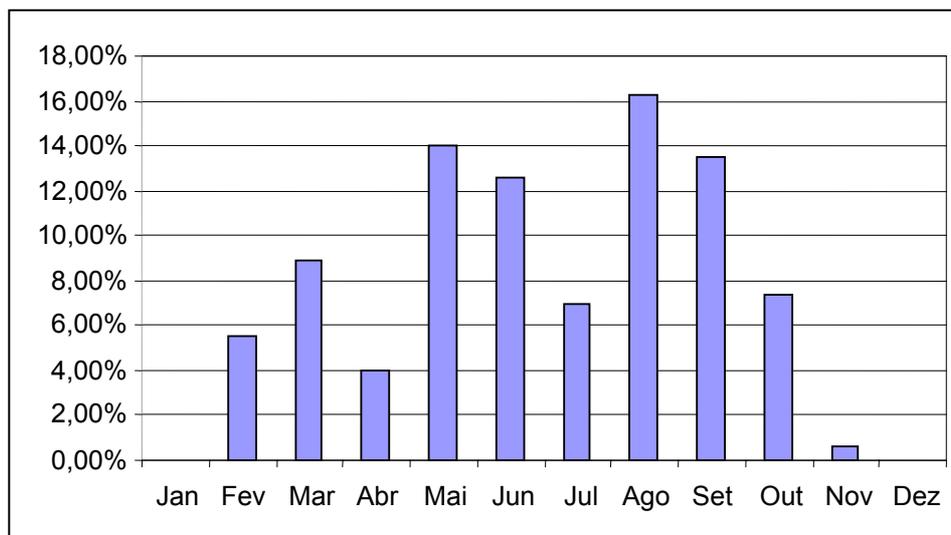


Figura 4.4: Percentagem Mensal da Potência Instalada em Manutenção

Posteriormente, estes valores foram aplicados à potência total instalada (hidráulica e térmica), para cada um dos anos em estudos. A título de ilustração a Figura 4.4 apresenta os valores de potência em manutenção para o ano de 2004, no qual a potência instalada dos sistemas hidrelétrico e termelétrico totalizava 10.089,60 MW.

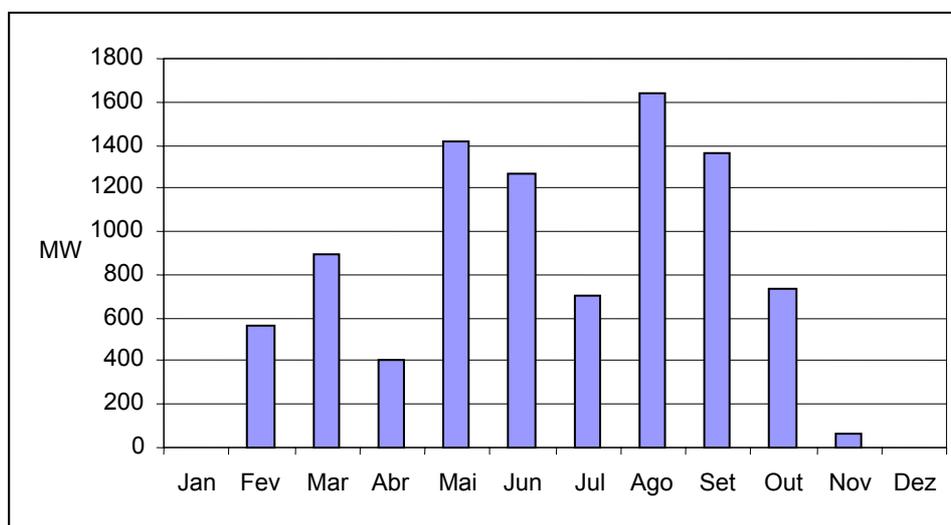


Figura 4.5: Potência em Manutenção Durante o Ano de 2004

4.3.7 Análise do Plano de Expansão

As características do plano de expansão anteriormente apresentado podem ser resumidas pelas Figuras 4.6 e 4.7. A primeira apresenta os valores de potência por setor (Hidráulico, Térmico, Eólico, PCH e Co-geração), enquanto a segunda mostra a capacidade total instalada e a ponta de carga anual.

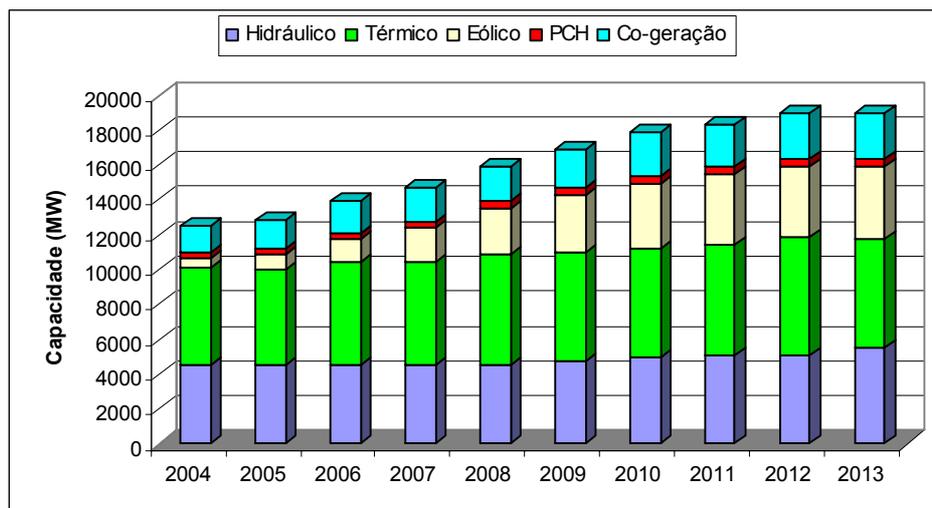


Figura 4.6: Expansão 2004-2013 – Participação de Cada Setor de Produção

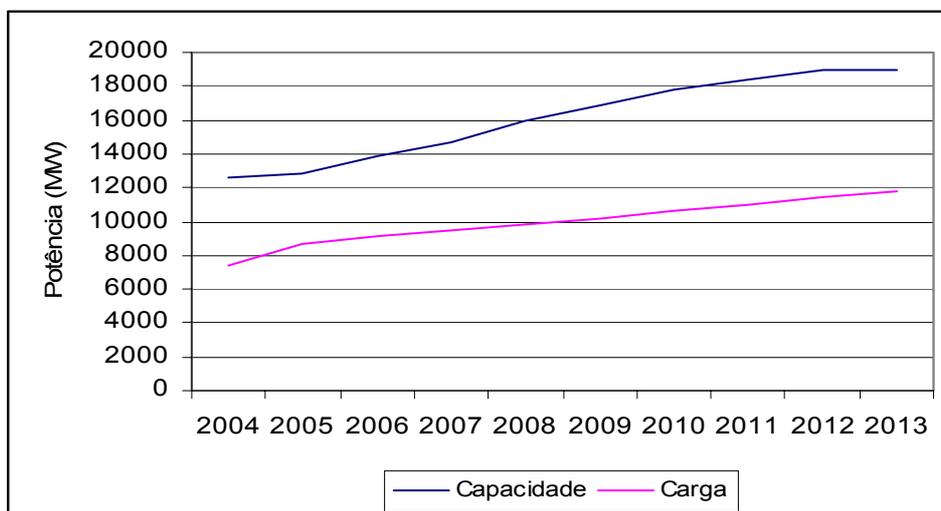


Figura 4.7: Expansão 2004-2013 – Capacidade Disponível e Pico de Carga Anual

Pode ser observado na Figura 4.6 que as capacidades instaladas de hidrelétricas, PCH's, termelétricas e de co-geração sofrem pequeno acréscimo ao longo do período considerado. De modo inverso, a capacidade das eólicas sofre um aumento significativo, de 4,64% em 2004 passa para 21,84% em 2013. Em relação à capacidade de reserva estática, pode ser notado que o montante de potência planejado para reserva é aumentado ao longo do período de estudo, passando de 33,71% em 2004 para 37,76% em 2013. Isso de certa forma já demonstra a preocupação com o nível de penetração de energia eólica.

De modo análogo ao que foi realizado anteriormente para definir o padrão de confiabilidade, as configurações de expansão são avaliadas considerando-se quatro regimes operacionais, os quais estão descritos na Tabela 4.22.

Tabela 4.22: Condições Operacionais

| Casos | Descrição |
|--------------|---|
| Base | Utilizam-se todos os dados históricos hidrológicos e eólicos. |
| ΔHE | Consideram-se as piores condições hidrológicas e eólicas. |
| ΔHEM | Além das piores condições hidrológicas e eólicas, uma condição severa de manutenção (aumento de 20%) é utilizada. |
| ΔHEz | Consideram-se as piores condições hidrológicas e assume-se que durante o ano inteiro a velocidade dos ventos é tal que nenhum MW de energia eólica é produzido. |

Com base nas condições operacionais anteriormente citadas e no valor limite estabelecido para o índice LOLE (10 horas/ano), são definidos quatro critérios de avaliação, tal como se pode ver na Tabela 4.23.

Tabela 4.23: Critérios de Avaliação

| Critério | Descrição |
|----------|---|
| 1 | É exigido para todas as configurações bases um índice LOLE ≤ 10 horas/ano. |
| 2 | Todas as configurações devem apresentar uma LOLE ≤ 10 horas/ano quando submetidas às condições ΔHE . |
| 3 | É exigido, para todas as configurações, um desempenho para o índice LOLE ≤ 10 horas/ano considerando as condições ΔHEM . |
| 4 | As configurações devem apresentar uma LOLE ≤ 10 horas/ano quando submetidas às condições ΔHEz . |

Os resultados obtidos para os *Casos Base*, ΔHE , ΔHEM e ΔHEz são apresentados nas Tabelas 4.24 a 4.31. Para todos os casos foram considerados dois níveis de incerteza na carga: 0% (sem incerteza) e 2%.

Para os casos *Bases*, observa-se que nenhum valor de LOLE ficou acima do limite de 10 horas/ano. O menor valor encontrado (0,0297 horas/ano) foi para o ano 2007, sem considerar incertezas na carga. O maior valor (2,710 horas/ano) ocorreu em 2013, considerando uma incerteza na carga de 2%. Portanto, pelo *Critério 1* as configurações de expansão estão rigorosamente aprovadas.

Para os casos ΔHE nota-se que todos os valores de LOLE encontram-se abaixo do limite de 10 horas/ano, exceto para o ano de 2013 (2%), sendo neste caso $LOLE_{2013(2\%)} = 10,72$ horas/ano. Devido à incerteza no processo de estimação dos índices, esta violação marginal é aceitável. Sendo assim, as configurações são também aprovadas pelo *Critério 2*. No entanto, esse valor já demonstra a fragilidade da configuração prevista para 2013 para suportar simultaneamente as piores condições hidrológicas e eólicas.

Analisando os resultados obtidos para os casos ΔHEM , nota-se que o limite de 10 horas/ano é ultrapassado nos anos: 2011 ($LOLE_{(0\%)} = 11,84$ horas/ano e $LOLE_{(2\%)} = 17,04$ horas/ano); 2012 ($LOLE_{(2\%)} = 14,23$ horas/ano); 2013 ($LOLE_{(0\%)} = 18,44$ horas/ano e $LOLE_{(2\%)} = 25,06$ horas/ano). Isso significa que,

pelo *Critério 3*, as configurações previstas para os anos em questão são classificadas como inadequadas.

Finalmente, para os casos ΔHEz verifica-se que ocorrem violações em: 2010 (LOLE_(2%) = 12,29 horas/ano); 2011 (LOLE_(0%) = 63,69 horas/ano e LOLE_(2%) = 76,49 horas/ano); 2012 (LOLE_(0%) = 51,01 horas/ano e LOLE_(2%) = 65,22 horas/ano); 2013 (LOLE_(0%) = 86,69 horas/ano e LOLE_(2%) = 107,4 horas/ano). Portanto, as configurações previstas para o período 2010-2013 são inadequadas do ponto de vista do *Critério 4*.

Analisando os índices apresentados nas Tabelas 4.24 a 4.31 pode ser observado que os índices de confiabilidade tradicional e preventiva apresentam comportamento muito similar, por exemplo, os índices LOLE e Prob{M}. Portanto, para o caso particular de sistemas de geração, ao estabelecer um padrão de desempenho para o índice LOLE, estabelece-se, em termos aproximados, um padrão de desempenho para os demais índices.

Como exemplo, pode-se dizer que para o SEP é aceitável uma probabilidade de ocorrência de estados marginais de $4,566 \times 10^{-3}$, ou em outras palavras, é aceitável que o SEP opere até 40 horas/ano em estados marginais. Para comprovar isso, observe nas Tabelas 4.28 e 4.30 que para uma LOLE de 10,72 horas/ano o sistema apresenta também uma probabilidade de residir em estados marginais de $4,505 \times 10^{-3}$ o que equivale a 39,46 horas/ano.

Tabela 4.24: Expansão 2004-2013 – Índices Tradicionais – Casos Base e Δ HE – 0%

| Ano | Caso | LOLE (h/ano) | LOLF (oc./ano) | LOLD (h) | EENS (MWh/ano) | LOLC ($10^3\text{€}/\text{ano}$) |
|------|-------------|--------------|----------------|----------|----------------|------------------------------------|
| 2004 | Base | 0,0551 | 0,0422 | 1,306 | 7,138 | 10,71 |
| | Δ HE | 0,0891 | 0,0638 | 1,397 | 12,00 | 18,02 |
| 2005 | Base | 0,3548 | 0,2535 | 1,399 | 48,81 | 73,21 |
| | Δ HE | 0,7263 | 0,4776 | 1,521 | 102,9 | 154,4 |
| 2006 | Base | 0,1127 | 0,0856 | 1,315 | 14,98 | 22,46 |
| | Δ HE | 0,2830 | 0,2048 | 1,382 | 38,02 | 57,03 |
| 2007 | Base | 0,0297 | 0,0242 | 1,225 | 4,186 | 6,279 |
| | Δ HE | 0,0993 | 0,0743 | 1,337 | 13,99 | 20,98 |
| 2008 | Base | 0,0470 | 0,0378 | 1,244 | 6,634 | 9,951 |
| | Δ HE | 0,1646 | 0,1225 | 1,344 | 24,10 | 36,15 |
| 2009 | Base | 0,0750 | 0,0592 | 1,266 | 11,18 | 16,77 |
| | Δ HE | 0,2901 | 0,2075 | 1,398 | 45,19 | 67,79 |
| 2010 | Base | 0,0741 | 0,0597 | 1,238 | 10,92 | 16,39 |
| | Δ HE | 0,3515 | 0,2563 | 1,371 | 54,40 | 81,59 |
| 2011 | Base | 1,094 | 0,7561 | 1,447 | 194,3 | 291,4 |
| | Δ HE | 4,292 | 2,7119 | 1,579 | 757,5 | 1136 |
| 2012 | Base | 0,7709 | 0,5699 | 1,353 | 126,9 | 190,3 |
| | Δ HE | 3,398 | 2,247 | 1,512 | 607,9 | 911,8 |
| 2013 | Base | 1,891 | 1,266 | 1,493 | 371,8 | 557,7 |
| | Δ HE | 6,891 | 4,269 | 1,614 | 1394 | 2091 |

Tabela 4.25: Expansão 2004-2013 – Índices Tradicionais – Casos Δ HEM e Δ HEz – 0%

| Ano | Caso | LOLE (h/ano) | LOLF (oc./ano) | LOLD (h) | EENS (MWh/ano) | LOLC (10^3 €/ano) |
|------|--------------|--------------|----------------|----------|----------------|----------------------|
| 2004 | Δ HEM | 0,4911 | 0,3284 | 1,496 | 69,82 | 104,7 |
| | Δ HEz | 0,1836 | 0,1254 | 1,464 | 25,50 | 38,24 |
| 2005 | Δ HEM | 2,725 | 1,6920 | 1,611 | 424,2 | 636,6 |
| | Δ HEz | 1,693 | 1,052 | 1,608 | 253,6 | 380,4 |
| 2006 | Δ HEM | 1,212 | 0,7982 | 1,519 | 185,6 | 278,4 |
| | Δ HEz | 1,202 | 0,7497 | 1,603 | 184,9 | 277,4 |
| 2007 | Δ HEM | 0,4713 | 0,3293 | 1,431 | 72,81 | 109,2 |
| | Δ HEz | 0,7441 | 0,4794 | 1,552 | 115,4 | 173,2 |
| 2008 | Δ HEM | 0,7151 | 0,5171 | 1,383 | 106,6 | 159,9 |
| | Δ HEz | 2,154 | 1,370 | 1,572 | 340,3 | 510,5 |
| 2009 | Δ HEM | 1,127 | 0,8052 | 1,400 | 182,8 | 274,2 |
| | Δ HEz | 5,464 | 3,194 | 1,711 | 1003 | 1504 |
| 2010 | Δ HEM | 1,363 | 0,9755 | 1,397 | 221,4 | 332,1 |
| | Δ HEz | 8,895 | 5,055 | 1,760 | 1719 | 2579 |
| 2011 | Δ HEM | 11,84 | 7,365 | 1,607 | 2215 | 3323 |
| | Δ HEz | 63,69 | 31,05 | 2,051 | 15220 | 22840 |
| 2012 | Δ HEM | 9,386 | 6,037 | 1,555 | 1751 | 2627 |
| | Δ HEz | 51,01 | 25,61 | 1,992 | 12140 | 18210 |
| 2013 | Δ HEM | 18,44 | 11,23 | 1,642 | 3770 | 5655 |
| | Δ HEz | 86,69 | 41,34 | 2,097 | 23090 | 34640 |

Tabela 4.26 : Expansão 2004-2013 – Índices de Confiabilidade Preventiva –
Casos Base e Δ HE – 0%

| Ano | Caso | Prob{S} | Prob{M} | Freq{S} (oc./ano) | Freq{M} (oc./ano) | Dur{S} (h) | Dur{M} (h) |
|------|-------------|---------|-------------------------|----------------------|----------------------|---------------|---------------|
| 2004 | Base | 0,9999 | $0,9678 \times 10^{-4}$ | 0,6137 | 0,6552 | 14270 | 1,294 |
| | Δ HE | 0,9998 | $0,1555 \times 10^{-3}$ | 0,9215 | 0,9917 | 9505 | 1,374 |
| 2005 | Base | 0,9995 | $0,4521 \times 10^{-3}$ | 2,673 | 2,869 | 3275 | 1,381 |
| | Δ HE | 0,9990 | $0,8897 \times 10^{-3}$ | 4,863 | 5,426 | 1800 | 1,436 |
| 2006 | Base | 0,9998 | $0,1595 \times 10^{-3}$ | 0,9943 | 1,063 | 8809 | 1,314 |
| | Δ HE | 0,9996 | $0,3577 \times 10^{-3}$ | 2,102 | 2,301 | 4167 | 1,362 |
| 2007 | Base | 0,9999 | $0,4644 \times 10^{-4}$ | 0,3146 | 0,3346 | 27840 | 1,216 |
| | Δ HE | 0,9999 | $0,1294 \times 10^{-3}$ | 0,8069 | 0,8706 | 10850 | 1,302 |
| 2008 | Base | 0,9999 | $0,6650 \times 10^{-4}$ | 0,4517 | 0,4783 | 19390 | 1,218 |
| | Δ HE | 0,9997 | $0,2356 \times 10^{-3}$ | 1,450 | 1,553 | 6040 | 1,329 |
| 2009 | Base | 0,9999 | $0,9223 \times 10^{-4}$ | 0,6156 | 0,6618 | 14230 | 1,221 |
| | Δ HE | 0,9996 | $0,3273 \times 10^{-3}$ | 2,026 | 2,201 | 4323 | 1,303 |
| 2010 | Base | 0,9999 | $0,8898 \times 10^{-4}$ | 0,6012 | 0,6447 | 14570 | 1,209 |
| | Δ HE | 0,9996 | $0,3685 \times 10^{-3}$ | 2,375 | 2,558 | 3686 | 1,262 |
| 2011 | Base | 0,9991 | $0,7591 \times 10^{-3}$ | 4,774 | 5,271 | 1833 | 1,262 |
| | Δ HE | 0,9967 | $0,2784 \times 10^{-2}$ | 16,31 | 18,48 | 535,4 | 1,319 |
| 2012 | Base | 0,9993 | $0,5685 \times 10^{-3}$ | 3,665 | 4,008 | 2389 | 1,243 |
| | Δ HE | 0,9975 | $0,2132 \times 10^{-2}$ | 12,70 | 14,32 | 688,0 | 1,304 |
| 2013 | Base | 0,9987 | $0,1082 \times 10^{-2}$ | 6,758 | 7,558 | 1295 | 1,254 |
| | Δ HE | 0,9957 | $0,3470 \times 10^{-2}$ | 20,33 | 23,45 | 429,1 | 1,296 |

Tabela 4.27: Expansão 2004-2013 – Índices de Confiabilidade. Preventiva –
Casos Δ HEM e Δ HEz – 0%

| Ano | Caso | Prob{S} | Prob{M} | Freq{S} (oc./ano) | Freq{M} (oc./ano) | Dur{S} (h) | Dur{M} (h) |
|------|--------------|---------|-------------------------|----------------------|----------------------|---------------|---------------|
| 2004 | Δ HEM | 0,9993 | $0,6145 \times 10^{-3}$ | 3,486 | 3,784 | 2512 | 1,423 |
| | Δ HEz | 0,9997 | $0,2819 \times 10^{-3}$ | 1,631 | 1,740 | 5368 | 1,419 |
| 2005 | Δ HEM | 0,9968 | $0,2733 \times 10^{-2}$ | 13,65 | 15,61 | 639,9 | 1,533 |
| | Δ HEz | 0,9979 | $0,1854 \times 10^{-2}$ | 9,667 | 10,89 | 904,3 | 1,491 |
| 2006 | Δ HEM | 0,9986 | $0,1212 \times 10^{-2}$ | 6,854 | 7,502 | 1276 | 1,416 |
| | Δ HEz | 0,9987 | $0,1173 \times 10^{-2}$ | 6,395 | 7,000 | 1368 | 1,468 |
| 2007 | Δ HEM | 0,9994 | $0,4988 \times 10^{-3}$ | 3,002 | 3,273 | 2916 | 1,335 |
| | Δ HEz | 0,9992 | $0,6694 \times 10^{-3}$ | 3,818 | 4,221 | 2293 | 1,389 |
| 2008 | Δ HEM | 0,9990 | $0,8393 \times 10^{-3}$ | 4,950 | 5,426 | 1768 | 1,355 |
| | Δ HEz | 0,9979 | $0,1799 \times 10^{-2}$ | 9,474 | 10,81 | 927,7 | 1,457 |
| 2009 | Δ HEM | 0,9988 | $0,1080 \times 10^{-2}$ | 6,381 | 7,043 | 1371 | 1,343 |
| | Δ HEz | 0,9961 | $0,3276 \times 10^{-2}$ | 17,08 | 19,84 | 510,9 | 1,446 |
| 2010 | Δ HEM | 0,9986 | $0,1229 \times 10^{-2}$ | 7,647 | 8,453 | 1144 | 1,274 |
| | Δ HEz | 0,9948 | $0,4355 \times 10^{-2}$ | 24,16 | 27,44 | 360,7 | 1,390 |
| 2011 | Δ HEM | 0,9921 | $0,6506 \times 10^{-2}$ | 34,46 | 40,08 | 252,2 | 1,422 |
| | Δ HEz | 0,9733 | 0,01945 | 94,80 | 117,8 | 89,94 | 1,446 |
| 2012 | Δ HEM | 0,9943 | $0,4825 \times 10^{-2}$ | 27,82 | 31,40 | 313,1 | 1,346 |
| | Δ HEz | 0,9785 | 0,01619 | 81,04 | 98,10 | 105,8 | 1,446 |
| 2013 | Δ HEM | 0,9901 | $0,7796 \times 10^{-2}$ | 43,42 | 50,60 | 199,8 | 1,350 |
| | Δ HEM | 0,9679 | 0,02201 | 109,7 | 137,1 | 77,31 | 1,406 |

Tabela 4.28: Expansão 2004-2013 – Índices Tradicionais – Casos Base e Δ HE – 2%

| Ano | Caso | LOLE (h/ano) | LOLF (oc./ano) | LOLD (h) | EENS (MWh/ano) | LOLC (10 ³ €/ano) |
|------|-------------|-----------------|-------------------|-------------|-------------------|---------------------------------|
| 2004 | Base | 0,0892 | 0,0666 | 1,339 | 12,13 | 18,19 |
| | Δ HE | 0,1508 | 0,1010 | 1,493 | 21,42 | 32,13 |
| 2005 | Base | 0,5681 | 0,3872 | 1,467 | 86,03 | 129,0 |
| | Δ HE | 1,157 | 0,7227 | 1,600 | 178,3 | 267,4 |
| 2006 | Base | 0,1968 | 0,1421 | 1,386 | 29,66 | 44,49 |
| | Δ HE | 0,4983 | 0,3356 | 1,485 | 74,18 | 111,3 |
| 2007 | Base | 0,0541 | 0,0424 | 1,276 | 7,573 | 11,36 |
| | Δ HE | 0,1836 | 0,1277 | 1,438 | 27,83 | 41,75 |
| 2008 | Base | 0,0879 | 0,0653 | 1,347 | 13,45 | 20,18 |
| | Δ HE | 0,3159 | 0,2232 | 1,415 | 47,93 | 71,90 |
| 2009 | Base | 0,1296 | 0,0970 | 1,336 | 20,73 | 31,09 |
| | Δ HE | 0,5045 | 0,3485 | 1,448 | 78,13 | 117,2 |
| 2010 | Base | 0,1504 | 0,1128 | 1,333 | 24,13 | 36,20 |
| | Δ HE | 0,6400 | 0,4380 | 1,461 | 109,8 | 164,8 |
| 2011 | Base | 1,568 | 1,041 | 1,506 | 294,3 | 441,5 |
| | Δ HE | 6,949 | 4,135 | 1,681 | 1399 | 2098 |
| 2012 | Base | 1,256 | 0,8475 | 1,481 | 239,4 | 359,1 |
| | Δ HE | 5,391 | 3,324 | 1,622 | 1069 | 1604 |
| 2013 | Base | 2,710 | 1,734 | 1,563 | 562,8 | 844,2 |
| | Δ HE | 10,72 | 6,117 | 1,753 | 2388 | 3583 |

Tabela 4.29: Expansão 2004-2013 – Índices Tradicionais – Casos Δ HEM e Δ HEz – 2%

| Ano | Caso | LOLE (h/ano) | LOLF (oc./ano) | LOLD (h) | EENS (MWh/ano) | LOLC ($10^3\text{€}/\text{ano}$) |
|------|--------------|--------------|----------------|----------|----------------|------------------------------------|
| 2004 | Δ HEM | 0,7075 | 0,4613 | 1,534 | 105,8 | 158,8 |
| | Δ HEz | 0,3021 | 0,1977 | 1,528 | 44,27 | 66,40 |
| 2005 | Δ HEM | 3,885 | 2,326 | 1,670 | 634,1 | 951,2 |
| | Δ HEz | 2,586 | 1,493 | 1,733 | 427,2 | 640,8 |
| 2006 | Δ HEM | 1,869 | 0,4651 | 1,605 | 310,1 | 465,1 |
| | Δ HEz | 1,882 | 1,112 | 1,693 | 313,5 | 470,3 |
| 2007 | Δ HEM | 0,7504 | 0,5043 | 1,488 | 119,6 | 179,4 |
| | Δ HEz | 1,208 | 0,7529 | 1,604 | 197,1 | 295,6 |
| 2008 | Δ HEM | 1,186 | 0,8203 | 1,446 | 187,0 | 289,4 |
| | Δ HEz | 3,312 | 1,960 | 1,690 | 592,6 | 888,8 |
| 2009 | Δ HEM | 1,814 | 1,231 | 1,473 | 299,1 | 448,6 |
| | Δ HEz | 7,797 | 4,278 | 1,823 | 1552 | 2328 |
| 2010 | Δ HEM | 2,201 | 1,482 | 1,485 | 385,3 | 577,9 |
| | Δ HEz | 12,29 | 6,711 | 1,832 | 2597 | 3895 |
| 2011 | Δ HEM | 17,04 | 9,865 | 1,727 | 3544 | 5316 |
| | Δ HEz | 76,49 | 36,13 | 2,117 | 19810 | 29720 |
| 2012 | Δ HEM | 14,23 | 8,490 | 1,676 | 2897 | 4346 |
| | Δ HEz | 65,22 | 31,23 | 2,088 | 17280 | 25920 |
| 2013 | Δ HEM | 25,06 | 13,96 | 1,794 | 5718 | 8577 |
| | Δ HEz | 107,4 | 47,99 | 2,238 | 31650 | 47470 |

Tabela 4.30 : Expansão 2004-2013 – Índices de Confiabilidade Preventiva –
Casos Base e Δ HE – 2%

| Ano | Caso | Prob{S} | Prob{M} | Freq{S} (oc./ano) | Freq{M} (oc./ano) | Dur{S} (h) | Dur{M} (h) |
|------|-------------|---------|-------------------------|----------------------|----------------------|---------------|---------------|
| 2004 | Base | 0,9998 | $0,1403 \times 10^{-3}$ | 0,8755 | 0,9399 | 10000 | 1,308 |
| | Δ HE | 0,9997 | $0,2323 \times 10^{-3}$ | 1,340 | 1,442 | 6538 | 1,411 |
| 2005 | Base | 0,9993 | $0,6392 \times 10^{-3}$ | 3,655 | 3,999 | 2395 | 1,400 |
| | Δ HE | 0,9987 | $0,1119 \times 10^{-2}$ | 5,994 | 6,709 | 1460 | 1,462 |
| 2006 | Base | 0,9997 | $0,2485 \times 10^{-3}$ | 1,509 | 1,644 | 5804 | 1,324 |
| | Δ HE | 0,9994 | $0,5440 \times 10^{-3}$ | 3,079 | 3,370 | 2,844 | 1,414 |
| 2007 | Base | 0,9999 | $0,7307 \times 10^{-4}$ | 0,4647 | 0,5014 | 18850 | 1,276 |
| | Δ HE | 0,9998 | $0,2007 \times 10^{-3}$ | 1,226 | 1,325 | 7142 | 1,327 |
| 2008 | Base | 0,9999 | $0,9310 \times 10^{-4}$ | 0,6286 | 0,6716 | 13930 | 1,214 |
| | Δ HE | 0,9996 | $0,3442 \times 10^{-3}$ | 2,090 | 2,279 | 4190 | 1,323 |
| 2009 | Base | 0,9998 | $0,1301 \times 10^{-3}$ | 0,8597 | 0,9287 | 10190 | 1,227 |
| | Δ HE | 0,9994 | $0,5113 \times 10^{-3}$ | 3,108 | 3,443 | 2817 | 1,301 |
| 2010 | Base | 0,9998 | $0,1388 \times 10^{-3}$ | 0,9351 | 1,013 | 9366 | 1,200 |
| | Δ HE | 0,9994 | $0,5471 \times 10^{-3}$ | 3,413 | 3,765 | 2565 | 1,273 |
| 2011 | Base | 0,9988 | $0,9665 \times 10^{-3}$ | 5,938 | 6,642 | 1474 | 1,275 |
| | Δ HE | 0,9959 | $0,3296 \times 10^{-2}$ | 18,78 | 21,71 | 464,6 | 1,330 |
| 2012 | Base | 0,9991 | $0,7824 \times 10^{-3}$ | 4,954 | 5,500 | 1767 | 1,246 |
| | Δ HE | 0,9966 | $0,2716 \times 10^{-2}$ | 15,86 | 18,23 | 550,4 | 1,305 |
| 2013 | Base | 0,9983 | $0,1334 \times 10^{-2}$ | 8,239 | 9,221 | 1061 | 1,267 |
| | Δ HE | 0,9942 | $0,4505 \times 10^{-2}$ | 25,70 | 29,86 | 338,9 | 1,322 |

Tabela 4.31: Expansão 2004-2013 – Índices de Confiabilidade Preventiva –
Casos Δ HEM e Δ HEz – 2%

| Ano | Caso | Prob{S} | Prob{M} | Freq{S} (oc./ano) | Freq{M} (oc./ano) | Dur{S} (h) | Dur{M} (h) |
|------|--------------|---------|-------------------------|----------------------|----------------------|---------------|---------------|
| 2004 | Δ HEM | 0,9991 | $0,8252 \times 10^{-3}$ | 4,449 | 4,920 | 1967 | 1,469 |
| | Δ HEz | 0,9996 | $0,4043 \times 10^{-3}$ | 2,223 | 2,413 | 3939 | 1,468 |
| 2005 | Δ HEM | 0,9962 | $0,3226 \times 10^{-2}$ | 15,88 | 18,26 | 549,5 | 1,547 |
| | Δ HEz | 0,9973 | $0,2317 \times 10^{-2}$ | 11,78 | 13,22 | 741,9 | 1,535 |
| 2006 | Δ HEM | 0,9982 | $0,1601 \times 10^{-2}$ | 8,773 | 9,835 | 996,7 | 1,426 |
| | Δ HEz | 0,9983 | $0,1524 \times 10^{-2}$ | 8,106 | 9,101 | 1079 | 1,467 |
| 2007 | Δ HEM | 0,9992 | $0,7168 \times 10^{-3}$ | 4,125 | 4,541 | 2,122 | 1,383 |
| | Δ HEz | 0,9989 | $0,9530 \times 10^{-3}$ | 5,213 | 5,852 | 1678 | 1,427 |
| 2008 | Δ HEM | 0,9988 | $0,1071 \times 10^{-2}$ | 6,139 | 6,925 | 1425 | 1,355 |
| | Δ HEz | 0,9973 | $0,2279 \times 10^{-2}$ | 12,05 | 13,87 | 725 | 1,440 |
| 2009 | Δ HEM | 0,9983 | $0,1411 \times 10^{-2}$ | 8,290 | 9,372 | 1055 | 1,319 |
| | Δ HEz | 0,9949 | $0,4132 \times 10^{-2}$ | 21,68 | 25,30 | 402,0 | 1,431 |
| 2010 | Δ HEM | 0,9982 | $0,1559 \times 10^{-2}$ | 9,301 | 10,42 | 940,1 | 1,312 |
| | Δ HEz | 0,9924 | $0,6073 \times 10^{-2}$ | 32,01 | 37,49 | 271,6 | 1,419 |
| 2011 | Δ HEM | 0,9906 | $0,7502 \times 10^{-2}$ | 39,84 | 47,01 | 217,8 | 1,398 |
| | Δ HEz | 0,9687 | 0,02201 | 105,4 | 133,1 | 80,53 | 1,449 |
| 2012 | Δ HEM | 0,9923 | $0,6132 \times 10^{-2}$ | 34,05 | 39,88 | 255,3 | 1,347 |
| | Δ HEz | 0,9737 | 0,01856 | 92,47 | 115,4 | 92,23 | 1,409 |
| 2013 | Δ HEM | 0,9879 | $0,9141 \times 10^{-2}$ | 48,99 | 58,84 | 176,6 | 1,361 |
| | Δ HEM | 0,9631 | 0,02419 | 119,7 | 151,1 | 70,48 | 1,403 |

Os resultados anteriores demonstraram que as configurações de expansão propostas para os anos 2010, 2011, 2012 e 2013 são inadequadas do ponto de vista dos *Critérios 3 e 4*. A fim de corrigir as violações, considera-se a possibilidade de o SEP importar energia por meio de interligações com os sistemas vizinhos. Essas interligações são modeladas por meio de unidades térmicas fictícias de 50 MW, com taxa de falha de uma ocorrência por ano e tempo médio de reparo igual a 10 horas. Sendo assim, são feitos incrementos mínimos de 50 MW no sistema até que o limite de 10 horas/ano para a LOLE seja alcançado.

As Tabelas 4.32 a 4.35 apresentam os *Casos ΔHEM e ΔHEz* com suas respectivas correções (ΔHEM_{nova} e ΔHEz_{nova})⁴. Na última coluna das tabelas encontram-se os incrementos de potência necessários para corrigir o índice LOLE. Esses incrementos são utilizados especificamente para resolver o problema de um determinado ano e, portanto, não são deixados para os anos subsequentes (não são acumulados). Desse modo, cada configuração tem suas características preservadas, permitindo uma melhor percepção do grau de fragilidade da mesma.

Para corrigir as violações dos *Casos ΔHEM* são necessários os seguintes acréscimos de potência não acumulados: $\Delta POT_{2011 (0\%)} = 50 \text{ MW}$; $\Delta POT_{2011 (2\%)} = 100 \text{ MW}$; $\Delta POT_{2012 (2\%)} = 50 \text{ MW}$; $\Delta POT_{2013 (0\%)} = 150 \text{ MW}$ e $\Delta POT_{2013 (2\%)} = 200 \text{ MW}$. De forma acumulada e considerando 2% de incerteza na carga é necessário um acréscimo de 100 MW em 2011 e outro de 100 MW em 2013. Obviamente, a solução desses problemas resolve também o *Caso ΔHE 2013*, o qual havia ficado no limite (10,72 horas/ano), indo para 4,516 horas/ano. Portanto, utilizando o *Critério 3* no planejamento da expansão, são necessários acréscimos de potências nos anos 2011 (100 MW) e 2013 (100MW).

Para os *Casos ΔHEz* , os seguintes acréscimos de potência não acumulados são necessários: $\Delta POT_{2010 (2\%)} = 50 \text{ MW}$; $\Delta POT_{2011 (0\%)} = 450$; $\Delta POT_{2011 (2\%)} =$

⁴ Os índices de confiabilidade preventiva para os casos ΔHEM e ΔHEz corrigidos podem ser consultados no Apêndice B.

550 MW; $\Delta POT_{2012 (0\%)} = 400$ MW; $\Delta POT_{2012 (2\%)} = 500$ MW; $\Delta POT_{2013 (0\%)} = 600$ MW e $\Delta POT_{2013 (2\%)} = 650$ MW. De forma acumulada e considerando 2% de incerteza na carga seriam necessários acréscimos de 50 MW em 2010; 500 MW em 2011 e 100 MW em 2013. Portanto, pelo *Critério 4* o sistema necessita de um total de 650 MW, distribuídos conforme mostrado anteriormente.

Tabela 4.32: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas ΔHEM – 0%

| Ano | Caso | LOLE (h/ano) | LOLF (oc./ano) | LOLD (h) | EENS (MWh/ano) | LOLC ($10^3\text{€}/\text{ano}$) | ΔPOT (MW) |
|------|---------------------|--------------|----------------|----------|----------------|------------------------------------|-------------------|
| 2011 | ΔHEM | 11,84 | 7,365 | 1,607 | 2215 | 3323 | - |
| | ΔHEM_{nova} | 9,638 | 6,203 | 1,554 | 1722 | 2583 | 50 |
| 2013 | ΔHEM | 18,44 | 11,23 | 1,642 | 3770 | 5655 | - |
| | ΔHEM_{nova} | 9,095 | 5,756 | 1,580 | 1802 | 2703 | 150 |

Tabela 4.33: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas ΔHEM – 2%

| Ano | Caso | LOLE (h/ano) | LOLF (oc./ano) | LOLD (h) | EENS (MWh/ano) | LOLC ($10^3\text{€}/\text{ano}$) | ΔPOT (MW) |
|------|---------------------|--------------|----------------|----------|----------------|------------------------------------|-------------------|
| 2011 | ΔHEM | 17,04 | 9,865 | 1,727 | 3544 | 5316 | - |
| | ΔHEM_{nova} | 10,72 | 6,535 | 1,641 | 2102 | 3153 | 100 |
| 2012 | ΔHEM | 14,23 | 8,490 | 1,676 | 2897 | 4346 | |
| | ΔHEM_{nova} | 10,84 | 6,619 | 1,638 | 2214 | 3321 | 50 |
| 2013 | ΔHEM | 25,06 | 13,96 | 1,794 | 5718 | 8577 | |
| | ΔHEM_{nova} | 10,74 | 6,470 | 1,660 | 2266 | 3400 | 200 |

Tabela 4.34: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas ΔHEz – 0%

| Ano | Caso | LOLE (h/ano) | LOLF (oc./ano) | LOLD (h) | EENS (MWh/ano) | LOLC ($10^3\text{€}/\text{ano}$) | ΔPOT (MW) |
|------|----------------------------------|--------------|----------------|----------|----------------|------------------------------------|-------------------------|
| 2011 | ΔHEz | 63,69 | 31,05 | 2,051 | 15220 | 22840 | - |
| | $\Delta\text{HEz}_{\text{nova}}$ | 9,882 | 5,478 | 1,804 | 1990 | 2986 | 450 |
| 2012 | ΔHEz | 51,01 | 25,61 | 1,992 | 12140 | 18210 | - |
| | $\Delta\text{HEz}_{\text{nova}}$ | 10,37 | 5,612 | 1,848 | 2182 | 3272 | 400 |
| 2013 | ΔHEz | 86,69 | 41,34 | 2,097 | 23090 | 34640 | - |
| | $\Delta\text{HEz}_{\text{nova}}$ | 9,037 | 5,058 | 1,787 | 1969 | 2945 | 600 |

Tabela 4.35: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas ΔHEz – 2%

| Ano | Caso | LOLE (h/ano) | LOLF (oc./ano) | LOLD (h) | EENS (MWh/ano) | LOLC ($10^3\text{€}/\text{ano}$) | ΔPOT (MW) |
|------|----------------------------------|--------------|----------------|----------|----------------|------------------------------------|-------------------------|
| 2010 | ΔHEz | 12,29 | 6,711 | 1,832 | 2597 | 3895 | - |
| | $\Delta\text{HEz}_{\text{nova}}$ | 10,11 | 5,580 | 1,812 | 2067 | 3101 | 50 |
| 2011 | ΔHEz | 76,49 | 36,13 | 2,117 | 19810 | 29720 | - |
| | $\Delta\text{HEz}_{\text{nova}}$ | 9,120 | 4,951 | 1,842 | 1983 | 2975 | 550 |
| 2012 | ΔHEz | 65,22 | 31,23 | 2,088 | 17280 | 25920 | - |
| | $\Delta\text{HEz}_{\text{nova}}$ | 9,409 | 5,159 | 1,824 | 2069 | 3104 | 500 |
| 2013 | ΔHEz | 107,4 | 47,99 | 2,238 | 31650 | 47470 | - |
| | $\Delta\text{HEz}_{\text{nova}}$ | 10,80 | 5,593 | 1,931 | 2630 | 3945 | 650 |

As Figuras 4.8 e 4.11 ilustram os 4 casos (Base, ΔHE , ΔHEM e ΔHEz) considerando dois níveis de incerteza 0% (sem incerteza) e 2%, respectivamente. Percebe-se claramente que na condição *Base* (linha verde) todas as configurações são adequadas do ponto de vista do *Critério 1*. Em

relação ao *Critério 2*, verifica-se que as configurações são capazes de suportar as piores condições hidrológicas e eólicas no período de estudo (linha azul). Considerando as condições ΔHEM , o sistema viola o *Critério 3* duas vezes (2011 e 2013) quando não há incertezas na carga, para um nível de 2% de incerteza verificam-se três violações (2011, 2012 e 2013). Finalmente, para as condições ΔHEz , o *Critério 4* é violado três vezes (2011, 2012 e 2013) quando não são consideradas incertezas e quatro vezes (2010, 2011, 2012 e 2013) considerando 2% de incerteza na carga.

As Figuras 4.9 e 4.12 ilustram as variações do índice LOLE na condição ΔHEM e os acréscimos não-acumulados de potência necessários para restabelecer o limite aceitável $LOLE \leq 10$ horas/ano, considerando níveis de incerteza de 0% e 2%, respectivamente.

Por fim, as Figuras 4.10 e 4.13 mostram as variações do índice LOLE na condição ΔHEz e os acréscimos não-acumulados de potência necessários para corrigir as violações.

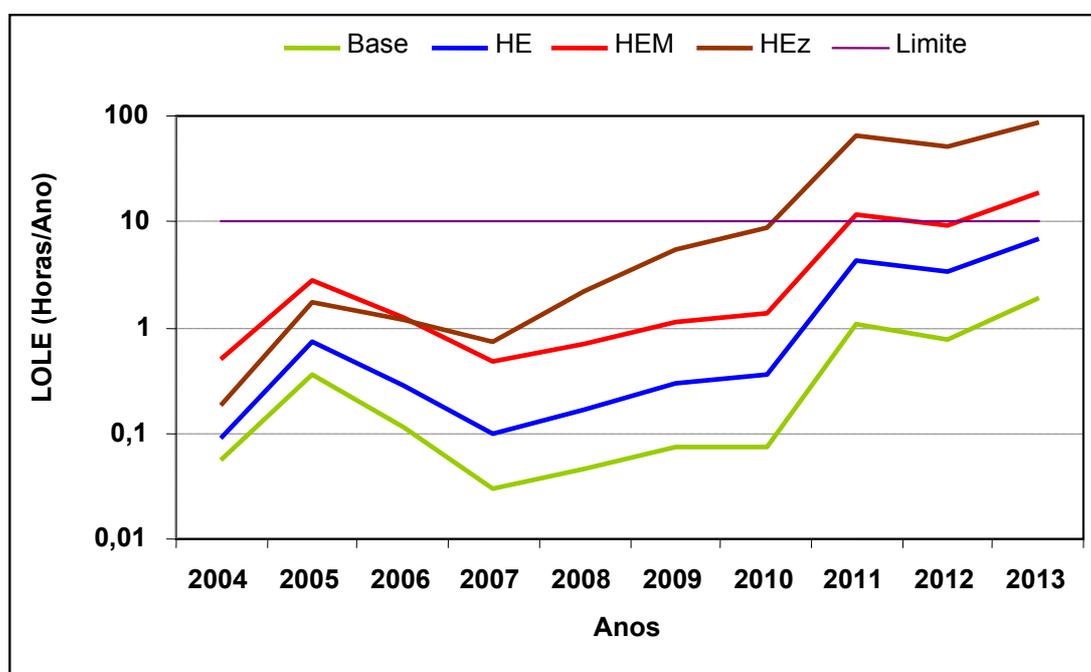


Figura 4.8: Expansão 2004-2013 – Casos Base, ΔHE , ΔHEM e ΔHEz – 0%

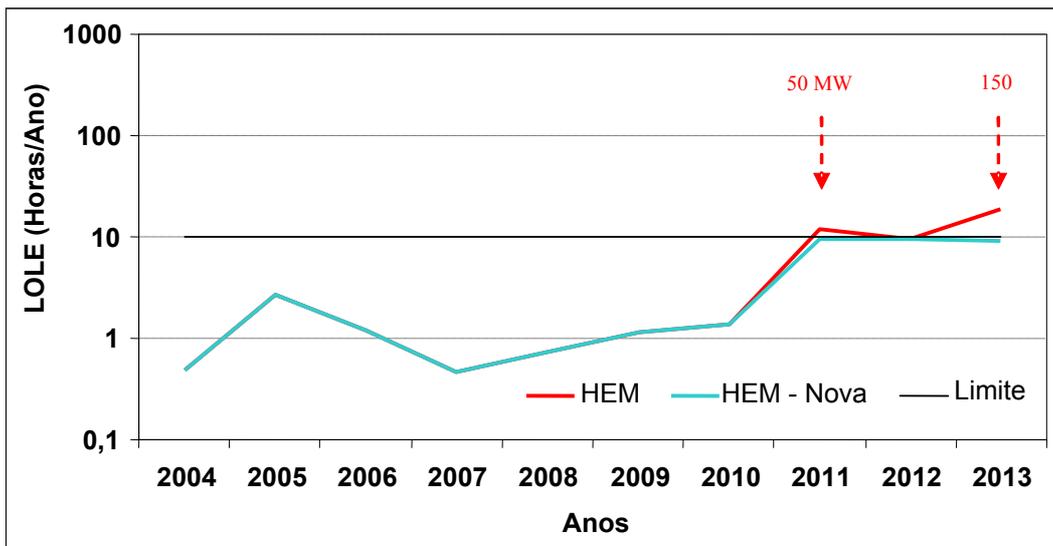


Figura 4.9: Expansão 2004-2013 – Solução dos Casos Violados de $\Delta HEM - 0\%$

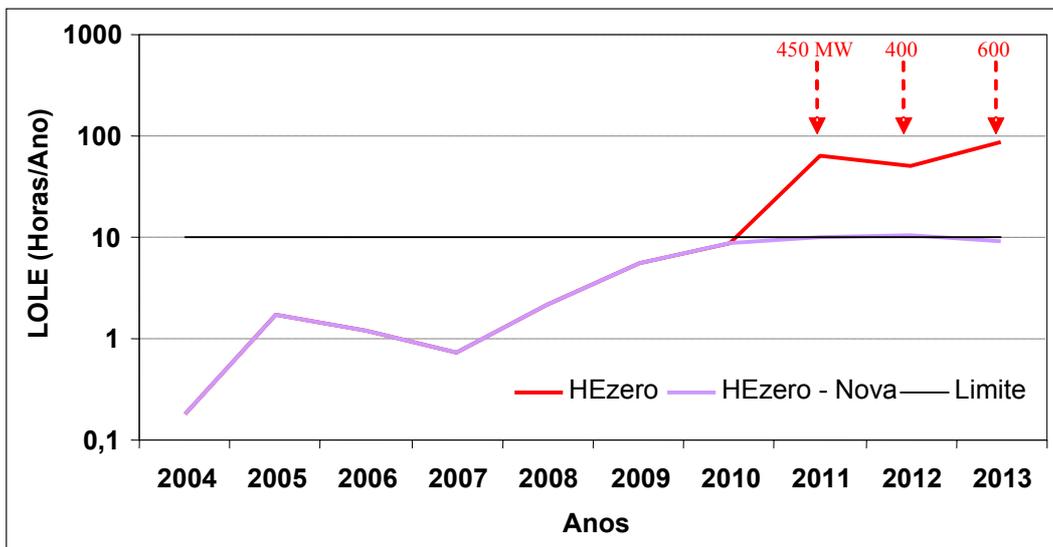


Figura 4.10: Expansão 2004-2013 – Solução dos Casos Violados de $\Delta HEz - 0\%$

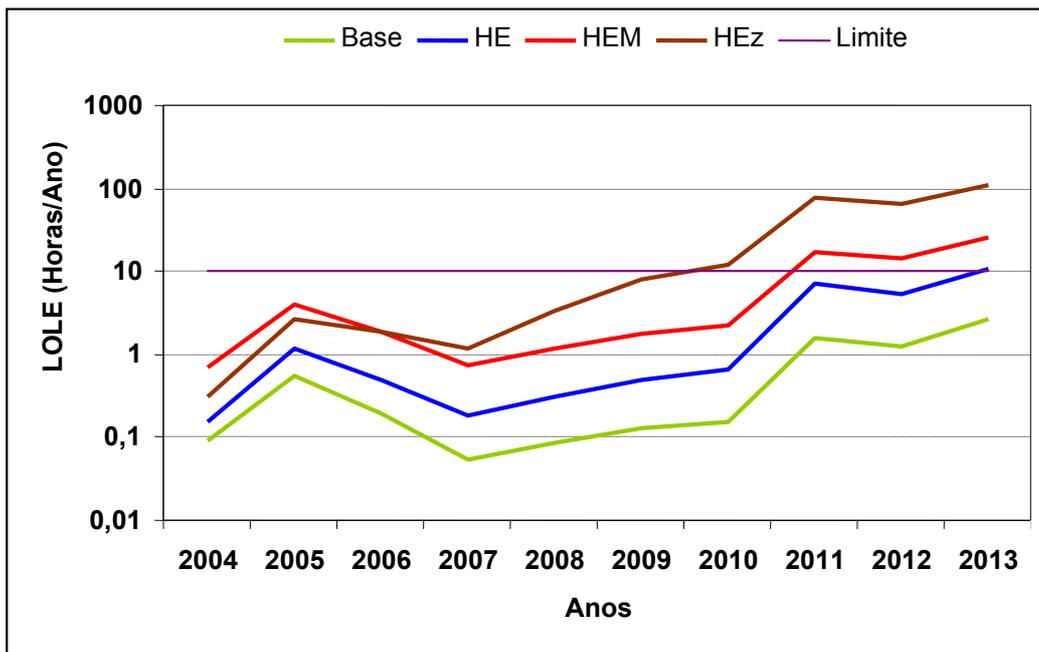


Figura 4.11: Expansão 2004-2013 – Casos Base, Δ HE, Δ HEM e Δ HEz – 2%

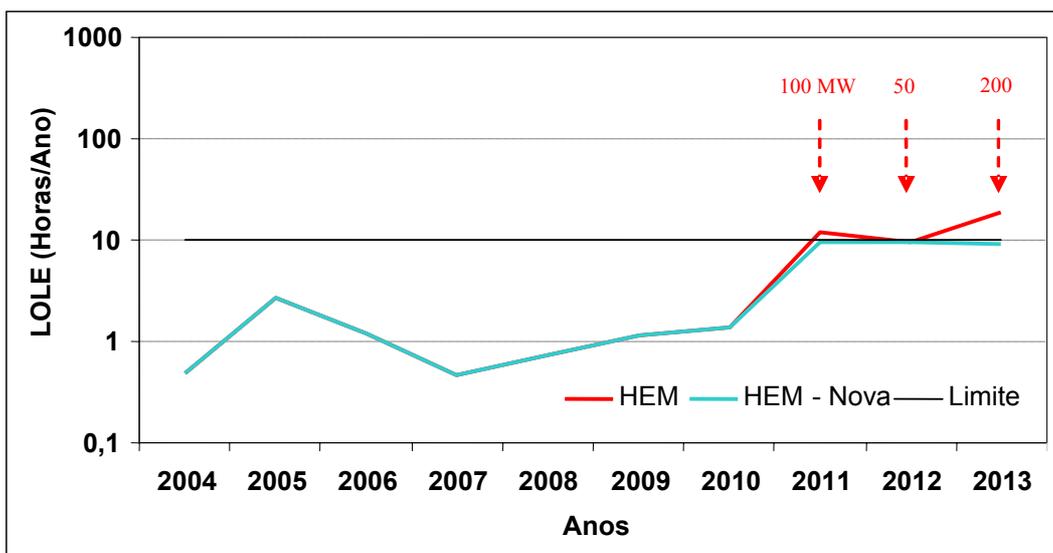


Figura 4.12: Expansão 2004-2013 – Solução dos Casos Violados de Δ HEM – 2%

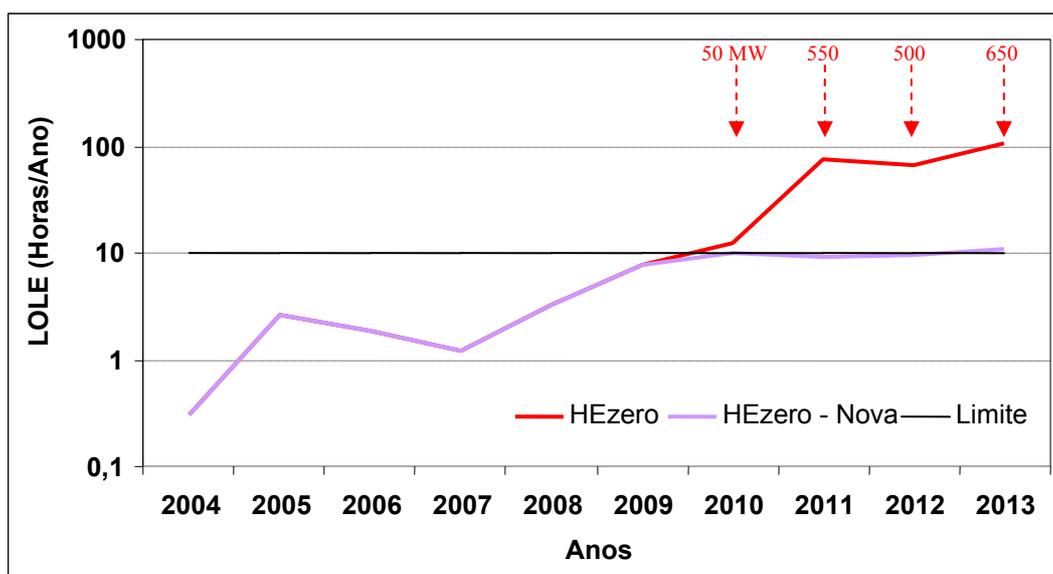


Figura 4.13: Expansão 2004-2013 – Solução dos Casos Violados de $\Delta H E z$ – 2%

4.4 ASPECTOS COMPLEMENTARES

4.4.1 Gerenciamento da Demanda

A fim de verificar a sensibilidade dos índices de confiabilidade em relação às estratégias de DSM (*Demand-Side Management*) que alteram a forma do diagrama de carga, principalmente na hora de ponta, foram realizados alguns testes considerando as condições operativas $\Delta H E M$, 2% de incerteza na carga e o ano de 2013. Esse ano foi escolhido por apresentar um desempenho relativamente fraco para a condição operativa em questão. Assim, vislumbrou-se a possibilidade que alguma estratégia de DSM possa resolver as necessidades deste caso (acréscimo de 200 MW).

De modo a simular o impacto de duas possíveis estratégias de DSM, a curva padrão de carga foi reduzida de 1 a 5% nos meses de dezembro a fevereiro, no pico diário, durante: 2 horas (DSM-1) e 4 horas (DSM-2). A idéia básica é simular a efetividade da utilização de cargas interruptíveis para a solução dos problemas do ano 2013.

A Tabela 4.36 mostra a sensibilidade dos índices de confiabilidade considerando decréscimos de 1% na carga a partir do resultado original (i.e. $\Delta = 0\%$) retirado da Tabela 4.29 para as duas estratégias de DSM anteriormente definidas. Os índices de confiabilidade melhoram progressivamente, estabilizando-se em valores bem acima do limite LOLE = 10 horas/ano. Há claramente um benefício nos índices de desempenho do SEP para o caso específico do ano de 2013, sem contudo, atingir valores aceitáveis.

Em situações menos críticas, estratégias de DSM poderão adequar a confiabilidade do sistema tendo em vista, por exemplo, atrasos na instalação e operação de pequenas capacidades. Salieta-se no entanto que tais estratégias, embora favoreçam a adequação do sistema em termos de reserva estática de geração, são normalmente utilizadas como reserva operativa em casos de emergência. Portanto, tais estudos seriam mais aconselháveis no planejamento da operação do que propriamente em estudos de expansão dos sistemas.

Tabela 4.36: Sensibilidade dos Índices em Relação às Estratégias de DSM (Caso Δ HEM)

| Δ (%) | 2013 – DSM 1 (2 horas) | | | 2013 – DSM 2 (4 horas) | | |
|-----------------|------------------------|-------------------|-------------------|------------------------|-------------------|-------------------|
| | LOLE (h/ano) | LOLF (oc./ano) | EENS (MWh/ano) | LOLE (h/ano) | LOLF (oc./ano) | EENS (MWh/ano) |
| 0 | 25,06 | 13,96 | 5,718 | 25,06 | 13,96 | 5,718 |
| 1 | 23,41 | 13,31 | 5,219 | 22,62 | 13,09 | 5,022 |
| 2 | 22,30 | 12,67 | 4,933 | 21,36 | 12,42 | 4,721 |
| 3 | 21,68 | 12,46 | 4,798 | 20,75 | 12,02 | 4,599 |
| 4 | 21,28 | 12,48 | 4,704 | 20,25 | 11,73 | 4,489 |
| 5 | 21,10 | 12,54 | 4,667 | 20,01 | 11,61 | 4,440 |

4.4.2 Bombeamento

A utilização de estratégias de bombeamento para se resolver problemas de *déficit* de capacidade de produção, medido pelos índices de confiabilidade, pode ser analisada por meio de testes similares àqueles mostrados na subseção 4.4.1. Uma possível estratégia é, por exemplo, a exploração integrada dos recursos eólicos e hidráulicos.

Para ilustrar o efeito de uma possível estratégia de bombeamento sobre os índices de confiabilidade, considere um parque eólico com 50 MW de potência instalada, tendo como objetivo final bombear água de forma a aumentar as capacidades de centrais hidráulicas, principalmente durante as horas de pico do SEP. Supondo ainda que este procedimento ocorra de madrugada durante 4 horas, o resultado seria $200 \text{ MWh} \times 0,3 = 60 \text{ MWh}$ por dia, sendo que o fator 0,3 representa o aproveitamento médio eólico. Caso tal energia possa ser totalmente utilizada pelos aproveitamentos hidráulicos correspondentes, durante 2 horas de pico diário, isto significaria 30 MW de capacidade a mais no sistema, neste período.

Os estudos realizados na subseção anterior mostraram que para o ano de 2013, cuja ponta prevista é de 11.825 MW, uma política de redução de 1% nos picos diários de carga durante os 4 meses de inverno produz um impacto nos índices de confiabilidade muito baixo (ver Tabela 4.36). Pode ser observado que 1% de redução representa, em termos de potência, cerca de quatro vezes mais do que o valor de capacidade oriunda de bombeamento, tal como descrito anteriormente. Portanto, seriam necessários cerca de quatro parques eólicos de 50 MW em 2013 para reduzir o índice LOLE de 25,06 para 23,41 horas/ano.

Tendo em mente a capacidade instalada de eólica prevista para 2013 e que nesse ano está prevista a instalação de 1.900 MW de potência hidráulica com bombeamento, dos quais 600 MW serão utilizados especificamente para acomodar os níveis de capacidade intermitente, pode-se considerar que será possível obter reduções no índice LOLE equivalentes a uma redução de 5% da

ponta, o que pode representar ganhos de até 5 horas/ano no índice LOLE. No entanto, nota-se que essa redução é ainda insuficiente para resolver o problema de 2013.

Portanto, pode ser verificado que existe um benefício nos índices de desempenho do SEP resultante das estratégias de bombeamento, que no entanto não permite atingir valores aceitáveis no caso específico do planejamento do SEP para o ano 2013. Estudos mais detalhados poderão ser eventualmente realizados para se confirmar este resultado. Salienta-se mais uma vez que as estratégias de bombeamento, embora favoreçam claramente a adequação do sistema em termos de reserva estática de geração, são normalmente utilizadas como reserva operativa de curto prazo (e.g. semanal) para casos específicos. Similarmente ao caso anterior, estudos sobre estratégias de bombeamento poderão ser deixados como práticas para melhor adequar o sistema durante o planejamento da operação.

4.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentadas algumas aplicações da ferramenta de simulação Monte Carlo seqüencial e dos modelos desenvolvidos nesta dissertação. Como pode ser observado o algoritmo desenvolvido foi capaz de obter índices de confiabilidade tradicional e preventiva para um sistema de grande porte com tempo computacional aceitável.

O plano de expansão proposto para o SEP para o período 2004-2013 foi avaliado por meio de quatro critérios baseados no índice LOLE. Foi estabelecido para este índice o valor limite de 10 horas/ano, o qual pode ser considerado como um excelente padrão, tendo em vista os valores utilizados em outros países e o montante de energia renovável presente no SEP.

Em relação aos critérios adotados, pôde ser verificado que em condições normais de operação (*Critério 1*) e em condições extremas de hidrologia e vento (*Critério 2*), todas as configurações mostraram-se adequadas. No

entanto, a configuração proposta para 2013 mostrou-se frágil à aplicação do *Critério 2*. Em relação ao *Critério 3*, no qual são consideradas as piores condições hidrológicas, eólicas e uma condição extrema de manutenção, as configurações dos anos de 2011, 2012 e 2013 mostraram-se inadequadas, sendo necessários 100 MW em 2011 e outros 100 MW em 2013 para corrigir as violações. Por fim, o *Critério 4*, no qual se considera a pior condição hidrológica e a ausência total de ventos, foram verificadas inadequações nos anos de 2010 a 2013. Neste caso, para corrigir as violações foram necessários 50 MW em 2010, 500 MW em 2011 e 100 MW em 2013. Todas as observações anteriores são referentes aos resultados obtidos considerando 2% de incerteza na carga.

No que diz respeito às estratégias de DSM, foi observado que a utilização dessas estratégias contribui para uma melhora no desempenho do sistema, sem, contudo, garantir níveis aceitáveis para o caso específico do ano de 2013. Em situações menos críticas, estratégias de DSM poderão adequar a confiabilidade do sistema, tendo em vista, por exemplo, atrasos na instalação e operação de pequenas capacidades. Salienta-se, no entanto, que essas estratégias, embora favoreçam a adequação do sistema em termos de reserva estática de geração, são normalmente utilizadas como reserva operativa em caso de emergência.

Além das estratégias de DSM, uma outra possibilidade de melhorar os índices de confiabilidade é a utilização de alguma estratégia de bombeamento, tal como a exploração integrada dos recursos eólicos e hidráulicos. No caso específico de 2013, pôde-se constatar que utilização dos recursos hidráulicos e eólicos de forma integrada pode aumentar a robustez do sistema, sem, contudo garantir o nível desejado de confiabilidade. Embora essas estratégias favoreçam a adequação do sistema em termos de reserva estática de geração, devem ser fundamentalmente utilizadas como reserva operativa de curto prazo (e.g. semanal) para casos específicos.

De uma forma geral, o Plano de Expansão proposto pode ser considerado como bastante confiável, e com pequenos ajustes, poderá tornar-se extremamente robusto. O único ano que deve merecer maior atenção é o de 2013. Além disso, pôde ser observado que o nível programado de penetração de energia renovável, em especial a eólica, não coloca em risco o fornecimento de energia elétrica para o SEP, desde que o montante de potência de origem térmica programada para entrar no sistema ao longo do período de planejamento seja respeitado.

No próximo capítulo são apresentados os resultados da análise das funções de distribuição de probabilidade associadas aos índices de confiabilidade. Por meio de um exemplo que consiste na determinação de um plano ótimo de expansão das centrais térmicas, será mostrado como essas funções de distribuição podem ser utilizadas para auxiliar o planejamento de sistemas de geração.

CAPÍTULO 5

METODOLOGIAS E CRITÉRIOS DE EXPANSÃO

5.1 INTRODUÇÃO

Uma forma mais concisa de planejar os sistemas de potência é utilizar metodologias que permitem obter as funções de distribuição associadas aos índices, com base nas quais é possível estabelecer um processo de planejamento em que o critério se baseia em valores de referência para os índices de desempenho e nos riscos de não atender esses valores.

Esses conceitos são ilustrados neste capítulo por meio de uma análise da viabilidade econômica das alternativas de expansão do subsistema térmico. Essa análise tem por objetivo propor melhorias no plano de expansão do subsistema térmico sugerido no Capítulo 4.

Novamente, o critério de parada das simulações adotado foi a obtenção de um coeficiente de incerteza (β) menor ou igual a 5% para todos os índices estimados.

5.2 ANÁLISE DAS DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE

A simulação Monte Carlo seqüencial, como discutido no Capítulo 2, permite obter as distribuições empíricas de probabilidade associadas aos índices estimados. Essas distribuições possibilitam avaliar a dispersão dos índices em torno de suas médias, de modo a identificar a probabilidade de ocorrência de alguns anos apresentando índices com valores ruins quando comparados a um padrão pré-especificado.

A seguir, nas Figuras 5.1 e 5.2 são mostradas as distribuições de probabilidade individual e acumulada do índice LOLE para os anos de 2007 e 2013, considerando casos *Base*, ΔHE , ΔHEM e ΔHEz e 2% de incerteza na carga.

Pode ser observado na Figura 5.1, que os valores obtidos para a LOLE no ano 2007 estão muito próximos das médias, que se recorde são: *Caso Base*: 0,0541; *Caso ΔHE* : 0,1836; *Caso ΔHEM* : 0,7504 e *Caso ΔHEz* : 1,208. Considerando-se que para o SEP seja admitido um valor absoluto máximo para a LOLE de 20 horas/ano, pode ser verificado que o risco de ultrapassagem desse valor é muito pequeno. Na pior condição operacional (*Caso ΔHEz*), as chances de violar o limite de 20 horas/ano é de apenas 0,15%.

Por outro lado, em 2013 (Figura 5.2), pode ser observado que há uma maior dispersão dos valores encontrados para a LOLE, principalmente considerando as condições ΔHEz . Novamente, considerando como aceitável o limite de 20 horas/ano, pode ser notado que no caso *Base* o risco de ultrapassagem desse valor já é considerável, aproximadamente 3%. Para o caso ΔHEz , esse risco é de 94,01%.

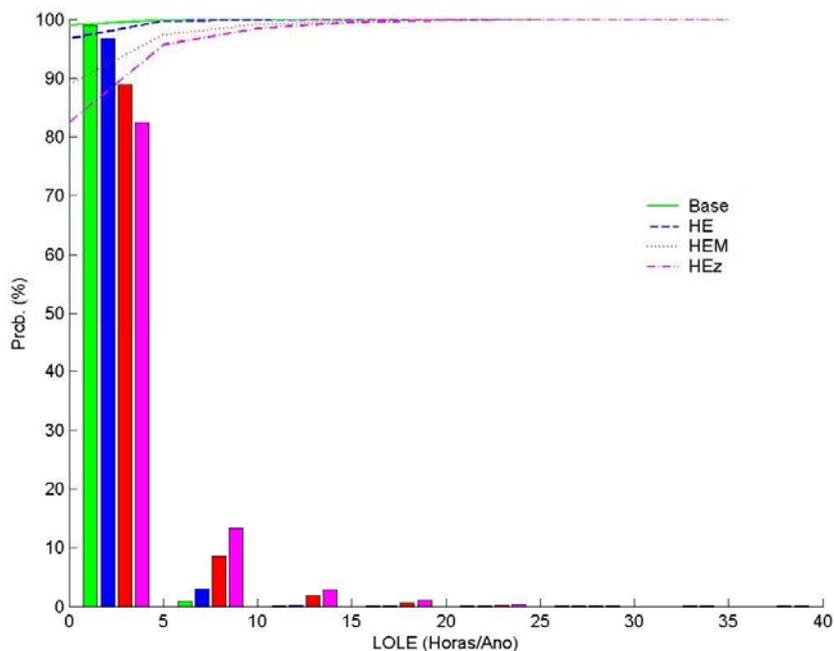


Figura 5.1: Distribuição de Probabilidade Individual e Acumulada para a LOLE – 2007

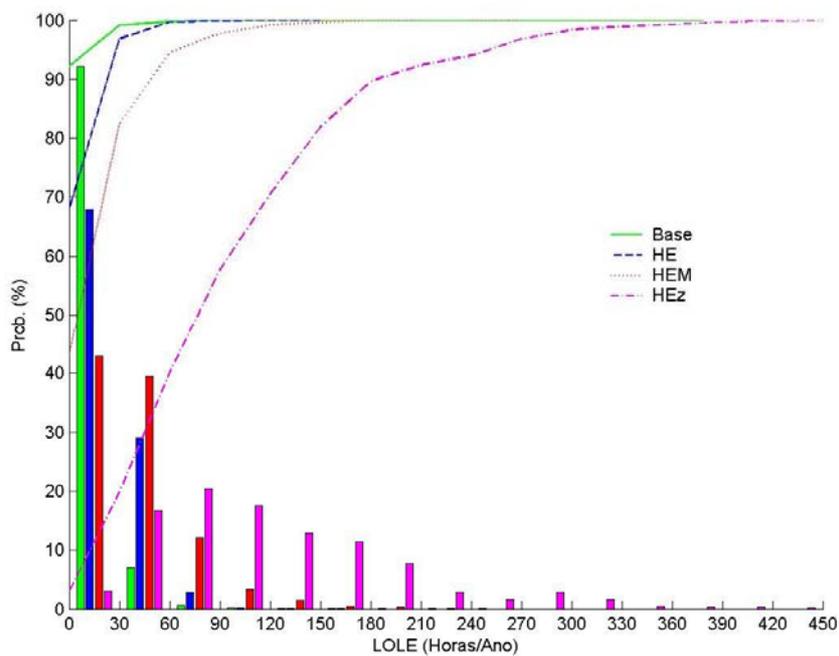


Figura 5.2: Distribuição de Probabilidade Individual e Acumulada para a LOLE – 2013

A Tabela 5.1 apresenta o risco de o índice LOLE ultrapassar o limite de 20 horas/ano, para todos os anos do período do planejamento, considerando os quatro casos.

Se for, então, adotado $LOLE^{aceitável} = 20$ horas/ano e $Risco^{aceitável} = 10\%$ como critério para avaliar o desempenho das configurações de expansão, serão observadas as seguintes violações desse critério:

- Casos ΔHE : $Prob(LOLE > 20 \text{ h/ano})_{2013} = 14,66\%$;
- Casos ΔHEM : $Prob(LOLE > 20 \text{ h/ano})_{2011} = 25,29\%$; $Prob(LOLE > 20 \text{ h/ano})_{2012} = 21,52\%$; $Prob(LOLE > 20 \text{ h/ano})_{2013} = 39,55\%$;
- Casos ΔHEz : $Prob(LOLE > 20 \text{ h/ano})_{2010} = 17,11\%$; $Prob(LOLE > 20 \text{ h/ano})_{2011} = 87,33\%$; $Prob(LOLE > 20 \text{ h/ano})_{2012} = 82,85\%$; $Prob(LOLE > 20 \text{ h/ano})_{2013} = 94,01\%$.

Tabela 5.1: Risco de a LOLE Ultrapassar 20 h/ano

| Ano | Prob. (LOLE > 20 h/ano) (%) | | | |
|------|-----------------------------|-------------|--------------|--------------|
| | Base | ΔHE | ΔHEM | ΔHEz |
| 2004 | 0,0 | 0,01 | 0,11 | 0,03 |
| 2005 | 0,11 | 0,28 | 2,29 | 1,04 |
| 2006 | 0,01 | 0,03 | 0,73 | 0,64 |
| 2007 | 0,0 | 0,01 | 0,10 | 0,15 |
| 2008 | 0,0 | 0,0 | 0,25 | 1,75 |
| 2009 | 0,01 | 0,02 | 0,47 | 8,57 |
| 2010 | 0,02 | 0,05 | 1,03 | 17,11 |
| 2011 | 1,24 | 7,88 | 25,29 | 87,33 |
| 2012 | 0,93 | 4,17 | 21,52 | 82,85 |
| 2013 | 3,07 | 14,66 | 39,55 | 94,01 |

Algumas das possíveis medidas corretivas a serem tomadas para resolver esses problemas são apresentadas na seção seguinte, na qual são introduzidos os conceitos de planejamento ótimo de sistemas de geração.

5.3 PLANEJAMENTO ÓTIMO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO

5.3.1 Considerações Preliminares

O impacto econômico das configurações de expansão é um aspecto importante a ser observado no planejamento. Frequentemente, esse impacto é medido analisando-se apenas os custos de investimentos. A análise da viabilidade econômica de uma alternativa de expansão deve considerar tanto os custos de investimentos, quanto os custos médios de produção e interrupção.

A determinação das alternativas que possibilitam o melhor equilíbrio entre esses custos é uma tarefa complexa. Por um lado, postergar a entrada de novas unidades geradoras no sistema implica na redução dos custos de investimentos, porém, a confiabilidade do sistema é deteriorada e conseqüentemente o custo de interrupção se eleva. Além disso, em alguns casos, um sistema menos confiável pode forçar as unidades a operar fora de seus limites ótimos, elevando também os custos de produção.

Um plano ótimo de expansão deve definir o tipo (e.g. térmico, eólico, etc.), a quantidade e o momento em que novas unidades de geração devem ser adicionadas ao sistema de modo que os custos totais de investimento, produção e interrupção sejam mínimos, e ao mesmo tempo o atendimento da carga seja feito dentro dos padrões de confiabilidade exigidos.

Dependendo da dimensão do sistema, do período de planejamento e da quantidade de tipos de geradores a serem utilizados para expansão, encontrar a solução ótima pode requerer um esforço computacional inaceitável. Isso porque seria necessário enumerar todas as alternativas possíveis de expansão.

No caso específico da expansão das centrais térmicas do SEP, por se tratar de um problema de pequena dimensão, vislumbra-se a possibilidade de enumerar as combinações. Além disso, os resultados apresentados no Capítulo 4 e aqueles mostrados na Tabela 5.1, dão um ótimo indicativo de quais são as possíveis alterações a serem feitas. Por exemplo, o bom desempenho apresentado pelo sistema no ano 2004, possibilita adiar a entrada do 2º grupo CCGN400 de 2004 para 2005, sem comprometer a confiabilidade do sistema. De modo inverso, devido ao desempenho mais fraco nos últimos três anos, vislumbra-se a possibilidade de antecipar a entrada do 6º grupo CCGN400 de 2012 para 2011, de modo a reduzir os acréscimos de potência necessários nesses anos.

É válido salientar que em casos de problemas com maior grau de complexidade torna-se viável o emprego de técnicas metaheurísticas tais como Algoritmos Genéticos, Estratégias de Evolução, Otimização por Enxame de Partículas e Otimização por Colônia de Formigas. Essas técnicas têm sido aplicadas com sucesso no planejamento da expansão de sistema de geração [KSP05], sendo capazes de encontrar boas soluções, não necessariamente o ótimo global, com um tempo computacional aceitável.

5.5.2 Formulação do Problema

Com vista a simplificar o problema, em função da dimensão do SEP, os custos de produção não serão considerados para o planejamento da expansão das centrais térmicas. Sendo assim, o problema pode ser representado matematicamente pela equação (5.1).

$$z = \text{Min} \sum_{t=1}^T (1 + \delta)^{-t} \left[\sum_{i=1}^N (C_i \times u_{i,t}) + \text{LOLC}(X_t) \right]$$

s.a :

$$X_t = X_{t-1} + \sum_{i=1}^N u_{i,t} \times G_i \quad (t = 1, 2, \dots, T) \quad (5.1)$$

$$\text{Prob}[\text{LOLE}(X_t) < \gamma] < \varepsilon \quad (t = 1, 2, \dots, T)$$

$$0 \leq u_{i,t} \leq u_{i,t}^{\max}$$

em que:

- z - valor presente total;
- δ - taxa de desconto;
- T - horizonte de planejamento;
- C_i - custo anual de investimento associado à unidade geradora do tipo i ;
- N - número de tipos de geradores;
- $u_{i,t}$ - número de unidades geradoras do tipo i adicionadas ao sistema no ano t ;
- G_i - capacidade disponível da unidade i ;
- $\text{LOLC}(X_t)$ - custo médio de interrupções no ano t ;
- X_t - capacidade total disponível no ano t ;
- $\text{Prob}[\text{LOLE}(X_t) < \gamma]$ - critério de confiabilidade, expresso como o risco de o índice LOLE ultrapassar o limite estabelecido como aceitável, no ano t ;
- γ - limite máximo aceitável para a LOLE;
- ε - risco máximo aceitável para a LOLE;
- $u_{i,t}^{\max}$ - número máximo de unidades geradoras do tipo i , a serem instaladas no ano t .

5.5.3 Exemplo de Aplicação

Para ilustrar a aplicação dos conceitos anteriores, o plano de expansão do SEP, mais precisamente a expansão do subsistema térmico será avaliada em termos dos custos de investimento e interrupção.

Para os custos de investimentos das unidades geradoras a gás de ciclo combinado (CCGN400) e para a unidade a gás natural de ciclo simples (TGCS250) adotam-se, respectivamente, os valores 160×10^6 € e 75×10^6 €. Assume-se que os investimentos serão pagos anualmente num prazo de dez anos e deverão ser feitos com um ano de antecedência da data prevista para a central entrar em operação.

O valor anual dos investimentos é determinado pela expressão (5.2).

$$I = C \times \frac{i \times (I + i)}{(I + i)^n - I} \quad (5.2)$$

em que C é custo da unidade geradora adicionada ao sistema; i é a taxa de interesse praticada no período e n é o tempo, em anos, no qual os investimentos serão pagos.

Portanto, considerando uma taxa de interesse de 10% ao ano, obtêm-se os seguintes valores anuais de investimentos: $26,04 \times 10^6$ € para os grupos geradores CCGN400; e $12,21 \times 10^6$ € para a unidade TGCS250.

O critério de confiabilidade adotado é $\text{Prob}(\text{LOLE} > 20 \text{ horas/ano}) \leq 0,10$, i.e. admite-se que risco de o índice LOLE ser superior a 20 horas/ano seja no máximo 10%. Novamente, para o cálculo da LOLC um custo médio de interrupção de 1,5 €/kWh é utilizado para todas as classes de consumidores.

As alterações a serem feitas no plano de expansão das centrais térmicas devem levar em consideração que: (i) no período 2004-2013 podem ser utilizadas no máximo oito unidades CCGN400 e uma unidade TGCS250; (ii) a unidade TGCS250 só poderá entrar em operação a partir de 2008; (iii) o escalonamento para desativar as centrais térmicas permanece o mesmo já apresentado na Tabela 4.13.

Novamente, serão feitos acréscimos mínimos de 50 MW até que o critério especificado ($\text{Prob}(\text{LOLE} > 20 \text{ horas/ano}) \leq 10\%$) seja satisfeito. É assumido que essa potência adicional necessária para satisfazer esse critério deverá ser importada somente nos horários de maior consumo, nos quais a carga é igual ou superior a 80% da ponta.

Analisando a curva de carga pôde-se identificar que tal situação ocorrerá aproximadamente por um período de 1000 horas, portanto, esse será o tempo durante o qual o sistema importará energia da interligação. Para fins de cálculo do custo associado à compra de energia da interligação, adota-se o valor de 50 €/MWh.

Pelo fato de ser considerada a utilização de interligações, na função objetivo apresentada na expressão (5.1) deve-se incluir também os custos associado à energia importada dessas interligações.

Por fim, informa-se que neste estudo são utilizadas as condições ΔHEM e 2% de incerteza na carga.

As Tabelas 5.2 e 5.3 apresentam o plano de investimentos proposto no Capítulo 4 (Tabela 4.12), o qual é designado *Plano A*, e o melhor plano de investimentos obtido, denominado *Plano B*. Para cada ano são mostrados o número de unidades CCGN400 e TGCS250 adicionadas; o acréscimo de potência necessário para satisfazer o critério de confiabilidade; o risco de a LOLE ultrapassar 20 horas/ano; os investimentos anuais; o custo esperado das interrupções (LOLC); o custo associado à energia importada da interligação e o

valor presente total. Adicionalmente, informa-se que uma taxa de desconto constante de 10% ao ano é utilizada para o cálculo do valor presente.

De acordo com *Plano A* o valor presente total, incluindo os custos de investimentos, os custos de interrupção e os gastos com importação de energia, no período de estudo considerado, será de 810,54 milhões de Euros. Nesse caso, pode ser observado que o sistema necessitará de um acréscimo de potência de 200 MW em 2011 e outro de 100 MW em 2013, para satisfazer o critério especificado. Portanto, nos últimos três anos o sistema importará um montante de 700.000 MWh ao custo de 35 milhões de Euros.

As alterações no *Plano A* que implicam no melhor equilíbrio entre confiabilidade e custo são sugeridas na Tabela 5.3. Podem ser observadas as seguintes mudanças: o 4º grupo foi adiado de 2007 para 2008; 6º grupo ao invés de entrar em 2012 foi antecipado para 2011; o 7º grupo foi antecipado para 2012 e a unidade TGCS250 ao invés de entrar em 2008 foi adiada para 2011.

Com as alterações descritas anteriormente, o sistema necessitará apenas de um acréscimo de 300 MW em 2013, reduzindo para 15 milhões de Euros os gastos com importação de energia. Além disso, pode ser observado que valor presente total é reduzido de $810,54 \times 10^6$ € para $784,73 \times 10^6$ €, o que representa uma economia de $25,81 \times 10^6$ €.

É interessante observar que as mudanças sugeridas no *Plano B* resultam na elevação dos custos de interrupção, mas em compensação há uma redução nos custos de investimentos e nos gastos com a importação de energia.

Tabela 5.2: Plano A de Investimento nas Centrais Térmicas

| Ano | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|--------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| CCGN400 | +2 | 0 | +1 | +1 | 0 | 0 | 0 | +1 | +1 | +2 |
| TGCS250 | 0 | 0 | 0 | 0 | +1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ΔP (MW) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | +200 | 0 | +100 |
| Risco (LOLE > 20 h/ano) (%) | 0,11 | 2,29 | 0,73 | 0,10 | 0,25 | 0,47 | 1,03 | 6,55 | 4,03 | 6,86 |
| Inv. (10⁶ €) | 52,08 | 78,12 | 104,16 | 116,36 | 116,36 | 116,36 | 142,40 | 168,44 | 220,52 | 168,44 |
| LOLC (10⁶ €/ano) | 0,16 | 0,95 | 0,47 | 0,18 | 0,28 | 0,45 | 0,58 | 1,92 | 1,52 | 2,08 |
| Custo Interl. (10⁶ €) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 10,0 | 10,0 | 15,0 |
| V.P. (10⁶ €) | 52,24 | 71,88 | 86,46 | 87,56 | 79,67 | 72,53 | 80,71 | 92,56 | 108,25 | 78,68 |
| V.P. Total (10⁶ €) | 810,54 | | | | | | | | | |

Tabela 5.3: Plano B de Investimento nas Centrais Térmicas

| Ano | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| CCGN400 | +2 | 0 | +1 | 0 | +1 | 0 | 0 | +2 | +1 | +1 |
| TGCS250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | +1 | 0 | 0 |
| ΔP (MW) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | +300 |
| Risco (LOLE > 20 h/ano) (%) | 0,11 | 2,29 | 0,73 | 5,69 | 3,09 | 6,04 | 9,20 | 1,31 | 1,06 | 6,86 |
| Inv. (10⁶ €) | 52,08 | 78,12 | 78,12 | 104,16 | 104,16 | 104,16 | 168,44 | 194,48 | 220,52 | 168,44 |
| LOLC (10⁶ €/ano) | 0,16 | 0,95 | 0,47 | 1,65 | 1,20 | 1,83 | 2,24 | 0,81 | 0,66 | 2,08 |
| Custo Interl. (10⁶ €) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 15,0 |
| V.P. (10⁶ €) | 52,24 | 71,88 | 64,94 | 79,49 | 71,96 | 65,81 | 96,34 | 100,21 | 103,18 | 78,68 |
| V.P. Total (10⁶ €) | 784,73 | | | | | | | | | |

5.4 CONCLUSÕES

O presente capítulo apresentou, por meio de um exemplo, como as funções de distribuição de probabilidade associadas aos índices de confiabilidade podem ser utilizadas para subsidiarem a tomada de decisão no processo de planejamento dos sistemas de geração. Além disso, foram introduzidos os conceitos básicos de uma metodologia de planejamento ótimo.

Pôde-se perceber que a utilização de um critério de confiabilidade em que o índice é expresso em termos de um valor absoluto desejável e do risco de não atingi-lo, no processo de planejamento da expansão dos sistemas de geração, torna a tomada de decisão mais consistente. Além disso, pelo fato de utilizar valores absolutos ao invés de médias, esses critérios podem ser mais facilmente assimilados pelos planejadores.

Por meio do exemplo utilizando o subsistema térmico do SEP foi possível verificar a importância de se considerar os custos de interrupção na definição das alternativas de expansão. O índice LOLC, por representar uma medida monetária do grau de confiabilidade do sistema, pode ser diretamente incluído à função de otimização do problema de planejamento da expansão de sistemas de geração. Desse modo, há uma garantia de que a alternativa de menor custo encontrada é de fato aquela que representa a melhor relação entre os custos de investimento e a confiabilidade do sistema. É válido salientar que para realizar estudos mais detalhados da relação entre os custos de investimentos e o nível de confiabilidade do sistema deve-se considerar a diferenciação do custo de interrupção entre as diversas classes de consumidores.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou uma metodologia, baseada no método de simulação Monte Carlo seqüencial, destinada à avaliação da confiabilidade de sistemas de geração em que um montante considerável da potência instalada é de origem renovável. Os modelos desenvolvidos visaram representar os mais variados aspectos que afetam a capacidade disponível de geração, tais como falhas dos equipamentos, condições hidrológica e eólica, variações da potência fornecida pelas instalações de co-geração e manutenção das unidades geradoras.

A aplicação da metodologia proposta foi ilustrada por meio da análise do plano de expansão do Sistema Elétrico Português (SEP), para o qual foi avaliado o impacto que as mudanças programadas para o período de 2004-2013 causarão na confiabilidade do sistema. O impacto dessas alterações foi medido por meio de índices de confiabilidade, os quais foram comparados com padrões preestabelecidos. Pôde ser observado que os modelos desenvolvidos prestam um importante subsídio aos planejadores na tarefa de determinar corretamente o nível adequado de reserva estática de geração, além de permitir verificar corretamente a influência dos níveis de penetração da produção em regime especial (PRE) na definição do montante de reserva.

A seguir são apresentadas as principais conclusões e contribuições deste trabalho:

- Com o intuito de identificar uma metodologia adequada para verificar a influência da penetração da PRE nos sistemas convencionais, foram

analisadas as principais ferramentas de avaliação da confiabilidade de sistemas de geração;

- O método de simulação Monte Carlo seqüencial mostrou ser o mais adequado para a análise de sistemas de geração com elevada penetração de fontes de energia com características dependentes do tempo (e.g. afluência, velocidade dos ventos). Como essas fontes apresentam diferentes regimes operacionais ao longo do ano, reproduzir a evolução cronológica dos seus estados é fundamental para garantir índices de confiabilidade que reflitam as condições reais de operação desses sistemas;
- Tendo em mente que a utilização de modelos determinísticos na definição dos requisitos de reserva estática de geração é uma prática antiga que não será abandonada num futuro muito próximo, a metodologia proposta nesta dissertação teve a preocupação de adotar o modelo de análise de confiabilidade preventiva. O grande diferencial da estrutura proposta para a análise de confiabilidade preventiva é que ela estabelece um elo entre os critérios determinísticos e os modelos probabilísticos de avaliação da confiabilidade;
- A análise de confiabilidade preventiva propõe a divisão dos estados operativos do sistema em três grupos: saudável, marginal e de falha. Essa divisão dos estados demonstrou ser de grande utilidade para o planejamento de sistemas de geração, pelo fato de possibilitar identificar e quantificar as debilidades dos estados de sucesso do sistema, fornecendo um indicativo de quão distante o sistema opera da região de falha;
- Por meio dos estudos realizados com o SEP, pôde-se comprovar que a maioria das falhas que ocorrem em sistemas com níveis elevados de energia renovável está associada à indisponibilidade dos recursos energéticos. No caso particular do SEP, que terá um forte ingresso de

fontes eólicas, o ponto mais crítico está na grande variabilidade dos ventos.

Com base nos estudos que foram realizados nesta dissertação é possível apontar as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- Avaliar o impacto da penetração da PRE levando em consideração as restrições de capacidade impostas pela rede de transmissão, bem como as falhas de seus elementos;
- Melhorar os modelos representativos das centrais eólicas, bem como dos parques eólicos, de modo a permitir que a relação entre a potência e velocidade dos ventos seja considerada explicitamente;
- Desenvolver uma metodologia para o planejamento ótimo da expansão que leve em consideração tanto os custos de investimento, quanto os de produção e interrupção (considerando custos diferentes para cada classe de consumidor);
- Avaliar o impacto econômico da inserção das fontes de energias renováveis, por meio de uma comparação entre os custos de investimento, produção e interrupção, e definir o nível ótimo de penetração de energia eólica;
- Avaliar precisamente o impacto das estratégias de manutenção programada na confiabilidade, utilizando para esse fim, modelos com os quais seja possível definir as unidades geradoras retiradas para manutenção, o momento da retirada e o tempo que essas unidades permanecem fora de serviço;
- Utilizar modelos que permitem tratar explicitamente as atividades de bombeamento, e conseqüentemente realizar estudos detalhados de

sensibilidade dos índices de confiabilidade em relação à utilização desse recurso.

APÊNDICE A

SISTEMA DE GERAÇÃO PORTUGUÊS

A.1 DADOS DO SISTEMA - 2002

Tabela A.1: Centrais Hidrelétricas

| Central | Bacia ⁵ | N.º de Unid. | Pot. Máx./ Unid. (MW) |
|----------------------|--------------------|--------------|-----------------------|
| Agueira | 9 | 3 | 112,0 |
| Alto Lindoso | 1 | 2 | 315,00 |
| Alto Rabagão | 2 | 2 | 34,00 |
| Belver | 5 | 6 | 13,30 |
| Bemposta | 3 | 3 | 80,00 |
| Bouça | 5 | 2 | 22,00 |
| Cabril | 5 | 2 | 54,00 |
| Caldeirão | 4 | 1 | 40,00 |
| Caniçada | 2 | 2 | 31,00 |
| Carrapatelo | 3 | 3 | 67,00 |
| Castelo de Bode | 5 | 3 | 53,00 |
| Crestuma | 3 | 3 | 39,00 |
| Ermal | 6 | 2 | 5,400 |
| Fratel | 5 | 3 | 44,00 |
| Lindoso | 1 | 2 | 21,00 |
| Miranda | 3 | 4 | 92,25 |
| Paradela | 2 | 2 | 27,00 |
| Picote | 3 | 3 | 65,00 |
| Pocinho | 3 | 3 | 62,00 |
| Pracana | 5 | 3 | 13,70 |
| PteJugais | 4 | 2 | 9,650 |
| Raiva | 4 | 2 | 12,00 |
| Régua | 3 | 3 | 60,00 |
| Sabugueira | 4 | 3 | 4,400 |
| Salamonde | 2 | 2 | 21,00 |
| Santa Luzia | 5 | 4 | 5,800 |
| Sr. Desterro | 4 | 2 | 7,000 |
| Torrão | 3 | 2 | 70,00 |
| Touvedo | 8 | 1 | 22,00 |
| Valeira | 3 | 3 | 80,00 |
| Varosa | 3 | 3 | 8,230 |
| Venda Nova | 2 | 2 | 45,0 |
| Vila Cova | 4 | 3 | 7,670 |
| Vilar Tabuaço | 3 | 2 | 29,00 |
| Vilarinho das Furnas | 2 | 2 | 62,50 |

⁵ As bacias hidrográficas são identificadas por números, os quais podem ser consultados na Tabela A.6.

Tabela A.2: Centrais Térmicas

| Central | Tipo de Combustível | N.º de Unid. | Pot. Max/Unid. (MW) |
|------------------|---------------------|--------------|---------------------|
| Alto de Mira | Diesel | 6 | 22,00 |
| Barreiro | Óleo Combustível | 2 | 28,00 |
| Carregado 1 | Óleo/Gás Natural | 2 | 118,40 |
| Carregado 2 | Óleo Combustível | 4 | 118,40 |
| Pego | Carvão | 2 | 292,00 |
| Setúbal | Óleo Combustível | 4 | 236,50 |
| Sines | Carvão | 4 | 298,00 |
| Tapada Outeiro 1 | Óleo Combustível | 1 | 47,00 |
| Tapada Outeiro 2 | Gás | 3 | 330,00 |
| Tunes 1 | Diesel | 2 | 16,00 |
| Tunes 2 | Diesel | 2 | 82,50 |

Tabela A.3: Centrais Eólicas

| Central | Região | N.º de Unid. | Potência Nom./Unid. (MW) |
|-----------|--------|--------------|--------------------------|
| Eólica 1 | Norte | 3 | 0,39 |
| Eólica 2 | | 10 | 1,00 |
| Eólica 3 | | 20 | 1,50 |
| Eólica 4 | | 6 | 1,79 |
| Eólica 5 | | 9 | 2,85 |
| Eólica 6 | Centro | 13 | 1,54 |
| Eólica 7 | | 10 | 1,39 |
| Eólica 8 | Sul | 5 | 0,49 |
| Eólica 9 | | 11 | 0,97 |
| Eólica 10 | | 10 | 2,00 |
| Eólica 11 | | 8 | 2,92 |

Tabela A.4: Pequenas Centrais Hidrelétricas

| Central | N.º de Unidades | Potência Total (MW) |
|---------|-----------------|---------------------|
| PCH 1 | 18 | 4,16 |
| PCH 2 | 17 | 11,61 |
| PCH 3 | 18 | 28,44 |
| PCH 4 | 15 | 49,58 |
| PCH 5 | 16 | 91,66 |
| PCH 6 | 12 | 115,53 |

Tabela A.5: Centrais de Co-geração

| Central | N.º de Unidades | Potência Total (MW) |
|------------|-----------------|---------------------|
| Co-ger. 1 | 18 | 7,59 |
| Co-ger. 2 | 17 | 22,16 |
| Co-ger. 3 | 16 | 33,85 |
| Co-ger. 4 | 16 | 48,70 |
| Co-ger. 5 | 19 | 85,02 |
| Co-ger. 6 | 18 | 93,59 |
| Co-ger. 7 | 17 | 118,40 |
| Co-ger. 8 | 15 | 136,32 |
| Co-ger. 9 | 10 | 184,00 |
| Co-ger. 10 | 10 | 693,36 |

A.2 SÉRIES HIDROLÓGICAS

Tabela A.6: Identificação das Bacias Hidrográficas

| Bacia Hidrográfica | Identificador |
|--------------------|---------------|
| Alto Lindoso | 1 |
| Cávado | 2 |
| Douro | 3 |
| Mondego | 4 |
| Tejo | 5 |
| Ave | 6 |
| Guadiana | 7 |
| Touvedo | 8 |
| Aguieira | 9 |

Tabela A.7 Séries Hidrológicas

| Série Hidrológica 1 – 1993 (%) | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Bacia | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 1 | 69,00 | 55,48 | 69,00 | 55,48 | 58,58 | 75,31 | 81,33 | 63,81 | 56,52 | 49,94 | 41,55 | 75,31 |
| 2 | 53,73 | 50,21 | 49,18 | 53,35 | 59,14 | 57,70 | 54,25 | 51,29 | 47,78 | 64,38 | 62,89 | 61,99 |
| 3 | 88,64 | 88,59 | 89,09 | 89,27 | 86,18 | 88,06 | 89,35 | 89,63 | 88,31 | 88,93 | 90,74 | 87,38 |
| 4 | 46,81 | 47,18 | 55,63 | 65,72 | 81,68 | 85,56 | 52,72 | 54,05 | 52,45 | 69,33 | 66,13 | 50,47 |
| 5 | 58,28 | 63,79 | 65,94 | 67,38 | 74,69 | 76,80 | 74,89 | 72,89 | 72,32 | 81,19 | 82,57 | 74,32 |
| 6 | 70,37 | 57,44 | 52,31 | 66,67 | 85,70 | 65,42 | 46,98 | 39,42 | 36,48 | 76,67 | 39,61 | 77,12 |
| 7 | 32,98 | 33,69 | 34,24 | 33,57 | 34,05 | 32,67 | 28,86 | 24,84 | 19,71 | 18,36 | 24,83 | 25,66 |
| 8 | 85,87 | 81,65 | 81,19 | 78,55 | 85,48 | 86,84 | 74,13 | 78,39 | 94,45 | 87,94 | 81,23 | 76,06 |
| 9 | 83,08 | 85,99 | 88,05 | 96,68 | 97,06 | 98,28 | 83,54 | 86,16 | 82,51 | 83,90 | 78,85 | 76,79 |
| Série Hidrológica 2 – 1994 (%) | | | | | | | | | | | | |
| Bacia | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 1 | 62,99 | 68,83 | 84,11 | 77,81 | 81,57 | 97,18 | 89,28 | 79,17 | 64,64 | 66,56 | 61,04 | 41,38 |
| 2 | 79,01 | 82,44 | 79,84 | 73,78 | 83,05 | 77,73 | 73,78 | 70,38 | 66,42 | 68,10 | 72,71 | 77,21 |
| 3 | 90,30 | 91,98 | 89,10 | 90,07 | 91,72 | 89,35 | 88,59 | 88,59 | 87,35 | 82,19 | 83,71 | 84,86 |
| 4 | 73,06 | 85,66 | 66,58 | 57,62 | 76,74 | 69,56 | 54,06 | 47,97 | 44,23 | 44,75 | 47,20 | 55,56 |
| 5 | 79,85 | 78,06 | 75,54 | 73,91 | 83,45 | 79,16 | 78,35 | 72,74 | 69,87 | 64,11 | 62,74 | 63,84 |
| 6 | 78,37 | 94,72 | 60,84 | 61,24 | 64,18 | 45,11 | 50,65 | 38,33 | 30,14 | 36,15 | 57,27 | 47,19 |
| 7 | 32,73 | 37,73 | 40,31 | 39,16 | 39,57 | 35,57 | 29,73 | 25,19 | 22,69 | 22,28 | 22,74 | 23,29 |
| 8 | 100,00 | 78,52 | 78,06 | 83,94 | 82,06 | 87,87 | 92,58 | 73,61 | 73,87 | 82,52 | 81,23 | 100,00 |
| 9 | 79,48 | 80,03 | 82,27 | 89,18 | 98,00 | 97,34 | 92,46 | 85,32 | 76,79 | 73,25 | 78,01 | 77,39 |
| Série Hidrológica 3 – 1995 (%) | | | | | | | | | | | | |
| Bacia | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 1 | 53,41 | 61,20 | 64,84 | 73,63 | 69,69 | 76,55 | 75,17 | 62,66 | 64,76 | 61,89 | 58,85 | 40,52 |
| 2 | 85,12 | 91,82 | 86,39 | 78,55 | 77,30 | 69,86 | 68,07 | 62,56 | 58,89 | 53,53 | 60,01 | 74,62 |
| 3 | 82,19 | 86,92 | 87,83 | 90,39 | 87,75 | 87,75 | 83,43 | 87,50 | 84,10 | 83,95 | 81,96 | 91,96 |
| 4 | 75,96 | 77,02 | 61,60 | 55,97 | 54,99 | 58,37 | 51,51 | 44,97 | 51,73 | 43,40 | 49,56 | 76,11 |
| 5 | 66,49 | 71,06 | 72,22 | 71,37 | 72,02 | 70,49 | 67,96 | 66,82 | 63,98 | 59,97 | 59,94 | 85,80 |
| 6 | 100,00 | 100,00 | 71,62 | 60,84 | 41,58 | 32,39 | 31,01 | 31,47 | 31,98 | 31,91 | 55,35 | 100,00 |
| 7 | 24,36 | 26,46 | 26,93 | 24,47 | 22,55 | 19,83 | 16,65 | 13,36 | 11,99 | 11,19 | 13,01 | 44,32 |
| 8 | 96,71 | 78,00 | 78,52 | 83,48 | 82,13 | 76,58 | 77,35 | 90,90 | 83,29 | 76,39 | 91,10 | 92,13 |
| 9 | 77,32 | 83,00 | 84,49 | 89,00 | 91,92 | 83,41 | 77,47 | 71,68 | 61,25 | 56,94 | 61,66 | 82,92 |

| Série Hidrológica 4 – 1996 (%) | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|
| Bacia | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 1 | 52,40 | 82,20 | 83,89 | 72,31 | 70,04 | 88,82 | 87,05 | 85,26 | 82,29 | 76,41 | 64,33 | 49,13 |
| 2 | 92,35 | 92,78 | 88,07 | 87,29 | 85,87 | 76,87 | 72,54 | 68,25 | 64,85 | 59,05 | 63,38 | 68,71 |
| 3 | 96,49 | 92,51 | 89,77 | 89,98 | 89,37 | 91,66 | 90,97 | 90,60 | 88,91 | 87,23 | 83,62 | 88,38 |
| 4 | 83,24 | 84,31 | 73,40 | 72,25 | 84,28 | 67,35 | 55,19 | 51,83 | 45,28 | 49,63 | 62,05 | 82,33 |
| 5 | 93,52 | 87,20 | 85,27 | 86,45 | 91,00 | 87,04 | 80,28 | 77,08 | 71,82 | 66,76 | 65,69 | 88,27 |
| 6 | 100,00 | 100,00 | 86,56 | 93,73 | 59,14 | 27,46 | 27,05 | 28,16 | 30,50 | 42,63 | 86,75 | 65,72 |
| 7 | 90,75 | 94,06 | 95,70 | 95,50 | 94,97 | 91,76 | 83,04 | 76,95 | 74,67 | 73,79 | 74,00 | 70,27 |
| 8 | 99,03 | 95,55 | 93,61 | 76,32 | 85,03 | 75,81 | 77,87 | 88,39 | 94,13 | 77,68 | 79,29 | 71,61 |
| 9 | 76,79 | 76,56 | 96,87 | 97,72 | 96,59 | 98,38 | 93,55 | 84,40 | 79,64 | 71,19 | 70,19 | 73,21 |
| Série Hidrológica 5 – 1997 (%) | | | | | | | | | | | | |
| Bacia | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 1 | 68,48 | 51,48 | 58,72 | 67,92 | 64,78 | 70,10 | 84,86 | 85,73 | 79,53 | 80,17 | 73,13 | 63,19 |
| 2 | 70,31 | 69,35 | 66,39 | 65,46 | 69,93 | 70,87 | 64,87 | 57,88 | 52,94 | 32,56 | 69,25 | 80,51 |
| 3 | 92,01 | 88,90 | 90,78 | 90,22 | 90,49 | 89,55 | 89,57 | 89,46 | 87,20 | 83,90 | 88,27 | 96,34 |
| 4 | 76,77 | 52,64 | 47,07 | 51,40 | 56,05 | 69,41 | 66,46 | 54,49 | 47,29 | 46,85 | 84,00 | 79,48 |
| 5 | 90,73 | 82,77 | 78,48 | 79,37 | 81,21 | 82,23 | 76,85 | 74,24 | 70,37 | 66,80 | 88,46 | 90,12 |
| 6 | 84,44 | 90,04 | 69,58 | 66,02 | 83,06 | 88,80 | 57,45 | 46,22 | 48,39 | 53,49 | 100,00 | 100,00 |
| 7 | 72,73 | 72,80 | 71,63 | 70,41 | 69,06 | 66,74 | 61,89 | 56,95 | 54,34 | 55,26 | 79,55 | 91,56 |
| 8 | 75,63 | 75,35 | 75,87 | 74,39 | 84,12 | 77,55 | 75,10 | 79,48 | 79,48 | 93,42 | 100,00 | 94,58 |
| 9 | 77,47 | 77,62 | 87,27 | 87,44 | 94,00 | 99,43 | 95,20 | 87,23 | 74,99 | 74,33 | 72,92 | 74,33 |
| Série Hidrológica 6 – 1998 (%) | | | | | | | | | | | | |
| Bacia | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 1 | 68,54 | 87,13 | 61,26 | 61,10 | 70,58 | 91,54 | 84,51 | 77,90 | 74,06 | 67,33 | 64,93 | 58,03 |
| 2 | 83,48 | 75,92 | 69,78 | 82,62 | 79,23 | 72,41 | 68,39 | 63,05 | 56,96 | 52,16 | 46,24 | 43,98 |
| 3 | 91,32 | 88,47 | 89,65 | 89,64 | 89,85 | 89,86 | 88,28 | 88,96 | 87,71 | 84,34 | 83,68 | 83,08 |
| 4 | 75,36 | 63,53 | 49,62 | 83,20 | 79,59 | 70,39 | 57,28 | 47,20 | 44,62 | 43,61 | 51,55 | 51,32 |
| 5 | 85,46 | 81,72 | 77,11 | 83,55 | 87,44 | 86,53 | 83,79 | 79,92 | 71,86 | 65,84 | 61,66 | 58,33 |
| 6 | 77,12 | 44,56 | 51,37 | 85,24 | 75,73 | 58,69 | 47,87 | 43,01 | 39,46 | 38,75 | 26,60 | 31,78 |
| 7 | 95,78 | 89,94 | 89,78 | 89,47 | 89,43 | 86,14 | 78,67 | 72,18 | 69,74 | 68,63 | 68,02 | 67,08 |
| 8 | 86,71 | 89,55 | 85,94 | 72,13 | 73,55 | 84,65 | 77,68 | 78,65 | 80,58 | 72,52 | 97,48 | 77,29 |
| 9 | 69,37 | 73,79 | 82,67 | 97,01 | 99,33 | 95,10 | 93,09 | 83,41 | 69,27 | 64,24 | 67,57 | 68,00 |
| Série Hidrológica 7 – 1999 (%) | | | | | | | | | | | | |
| Bacia | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 1 | 47,65 | 29,59 | 35,32 | 30,59 | 41,13 | 61,30 | 79,41 | 79,62 | 65,85 | 60,02 | 74,99 | 75,13 |
| 2 | 47,38 | 46,77 | 50,88 | 57,64 | 60,68 | 56,82 | 50,74 | 48,57 | 54,80 | 66,89 | 62,53 | 70,93 |
| 3 | 85,07 | 85,85 | 84,34 | 83,72 | 86,44 | 85,38 | 83,86 | 84,37 | 86,71 | 86,91 | 84,65 | 86,85 |
| 4 | 49,32 | 46,66 | 69,37 | 67,48 | 62,83 | 59,19 | 56,19 | 52,93 | 55,49 | 69,07 | 51,78 | 79,91 |
| 5 | 60,33 | 60,95 | 67,26 | 68,64 | 72,20 | 71,76 | 70,04 | 67,99 | 67,32 | 71,46 | 63,89 | 61,41 |
| 6 | 51,13 | 38,04 | 54,48 | 88,08 | 85,33 | 70,90 | 58,41 | 64,29 | 92,04 | 96,69 | 38,50 | 97,97 |
| 7 | 67,54 | 66,59 | 70,38 | 68,75 | 66,68 | 61,21 | 54,29 | 49,62 | 47,55 | 50,86 | 50,50 | 51,96 |
| 8 | 76,84 | 74,97 | 82,52 | 76,65 | 81,68 | 73,87 | 77,10 | 75,81 | 79,35 | 99,87 | 73,74 | 78,32 |
| 9 | 80,19 | 82,51 | 94,32 | 96,73 | 98,14 | 92,19 | 80,82 | 70,60 | 66,30 | 68,53 | 73,21 | 79,83 |
| Série Hidrológica 8 – 2000 (%) | | | | | | | | | | | | |
| Bacia | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 1 | 63,54 | 77,74 | 53,63 | 51,16 | 55,58 | 85,08 | 63,01 | 65,32 | 54,06 | 49,53 | 44,48 | 45,15 |
| 2 | 63,77 | 58,98 | 57,29 | 77,30 | 76,04 | 72,32 | 67,68 | 63,18 | 58,79 | 52,71 | 71,96 | 88,64 |
| 3 | 88,43 | 90,12 | 88,26 | 88,80 | 86,34 | 70,72 | 86,98 | 86,79 | 85,33 | 80,95 | 81,86 | 95,00 |
| 4 | 53,69 | 49,27 | 50,64 | 90,79 | 79,71 | 71,68 | 63,81 | 62,49 | 62,08 | 48,20 | 81,90 | 69,65 |
| 5 | 55,75 | 52,62 | 51,48 | 62,88 | 67,05 | 66,57 | 62,89 | 59,70 | 54,94 | 51,11 | 60,55 | 84,96 |
| 6 | 47,41 | 65,17 | 58,86 | 99,58 | 64,35 | 57,72 | 73,40 | 62,76 | 56,04 | 53,54 | 74,81 | 100,00 |
| 7 | 53,68 | 53,57 | 52,52 | 58,79 | 66,95 | 62,71 | 57,15 | 47,76 | 48,71 | 47,25 | 47,68 | 66,53 |
| 8 | 74,84 | 80,45 | 79,29 | 91,87 | 91,35 | 85,42 | 83,81 | 74,39 | 79,29 | 75,10 | 100,00 | 86,32 |
| 9 | 72,28 | 73,50 | 75,81 | 86,71 | 91,47 | 93,14 | 85,99 | 76,03 | 64,87 | 61,25 | 75,96 | 76,90 |

| Série Hidrológica 9 – 2001 (%) | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Bacia | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 1 | 70,26 | 90,88 | 85,51 | 65,49 | 83,77 | 76,87 | 70,92 | 67,41 | 62,27 | 56,46 | 44,17 | 58,33 |
| 2 | 94,90 | 90,57 | 93,86 | 87,84 | 85,12 | 77,24 | 73,10 | 68,38 | 64,04 | 65,17 | 63,92 | 58,00 |
| 3 | 95,23 | 92,91 | 95,73 | 88,50 | 86,37 | 84,28 | 85,82 | 84,05 | 84,50 | 83,77 | 82,27 | 84,06 |
| 4 | 74,09 | 78,95 | 74,46 | 67,10 | 65,59 | 60,22 | 51,04 | 49,38 | 44,07 | 48,04 | 48,38 | 47,38 |
| 5 | 89,58 | 85,88 | 87,44 | 79,94 | 79,52 | 76,31 | 70,80 | 62,42 | 58,40 | 61,70 | 61,78 | 59,77 |
| 6 | 100,00 | 77,62 | 100,00 | 69,39 | 69,72 | 59,59 | 64,24 | 41,54 | 39,39 | 49,12 | 46,30 | 48,60 |
| 7 | 83,54 | 85,87 | 85,54 | 84,95 | 83,18 | 77,65 | 70,94 | 64,62 | 61,80 | 62,82 | 64,74 | 73,15 |
| 8 | 87,61 | 88,77 | 83,29 | 75,81 | 87,42 | 74,00 | 76,52 | 73,87 | 72,71 | 73,29 | 77,61 | 71,29 |
| 9 | 80,42 | 69,61 | 67,67 | 86,67 | 91,34 | 86,38 | 78,31 | 67,90 | 59,31 | 64,43 | 63,96 | 62,83 |
| Série Hidrológica 10 – 2002 (%) | | | | | | | | | | | | |
| Bacia | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 1 | 62,60 | 49,17 | 49,62 | 64,86 | 79,41 | 73,47 | 77,46 | 71,29 | 52,05 | 45,24 | 43,29 | 78,21 |
| 2 | 60,73 | 65,39 | 69,02 | 68,28 | 68,98 | 65,29 | 60,52 | 57,44 | 56,85 | 65,31 | 76,68 | 87,35 |
| 3 | 83,94 | 83,59 | 88,85 | 88,99 | 88,93 | 87,72 | 87,68 | 88,47 | 86,40 | 86,87 | 91,66 | 95,71 |
| 4 | 54,39 | 57,31 | 62,70 | 64,03 | 65,73 | 56,69 | 52,91 | 45,07 | 50,13 | 52,03 | 77,55 | 76,53 |
| 5 | 63,04 | 67,04 | 78,53 | 83,12 | 84,18 | 82,71 | 76,46 | 71,71 | 71,99 | 73,75 | 79,94 | 90,59 |
| 6 | 62,03 | 68,06 | 82,59 | 89,53 | 89,46 | 69,76 | 55,58 | 53,63 | 41,80 | 75,30 | 94,55 | 99,76 |
| 7 | 75,45 | 75,79 | 78,68 | 79,30 | 76,38 | 71,51 | 64,34 | 57,82 | 56,93 | 59,87 | 62,78 | 65,59 |
| 8 | 75,48 | 73,68 | 73,61 | 72,39 | 72,39 | 72,71 | 73,55 | 81,87 | 72,13 | 73,03 | 83,55 | 79,81 |
| 9 | 75,62 | 80,15 | 83,95 | 89,66 | 90,94 | 87,62 | 75,92 | 65,28 | 61,57 | 66,85 | 65,75 | 69,95 |
| Série Hidrológica 11 – 2003 (%) | | | | | | | | | | | | |
| Bacia | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 1 | 70,65 | 66,29 | 76,34 | 83,08 | 85,28 | 80,60 | 69,93 | 63,09 | 57,60 | 54,72 | 71,13 | 58,01 |
| 2 | 92,18 | 88,94 | 88,66 | 91,75 | 89,14 | 83,31 | 80,93 | 75,92 | 70,13 | 68,47 | 70,40 | 67,23 |
| 3 | 93,09 | 93,86 | 92,36 | 92,20 | 90,79 | 91,04 | 86,34 | 88,36 | 85,74 | 88,54 | 87,88 | 85,98 |
| 4 | 71,08 | 79,85 | 78,42 | 83,21 | 64,10 | 60,25 | 57,74 | 47,23 | 40,80 | 69,45 | 74,45 | 60,84 |
| 5 | 88,60 | 88,97 | 85,14 | 93,48 | 93,68 | 89,85 | 84,03 | 78,62 | 71,02 | 68,88 | 74,00 | 79,83 |
| 6 | 91,91 | 61,58 | 77,27 | 79,03 | 87,15 | 90,45 | 60,05 | 58,35 | 46,56 | 47,19 | 54,38 | 60,16 |
| 7 | 33,06 | 39,80 | 41,95 | 41,55 | 41,45 | 40,98 | 40,22 | 56,90 | 39,99 | 41,53 | 48,43 | 60,13 |
| 8 | 90,97 | 94,19 | 77,42 | 92,97 | 74,65 | 73,29 | 87,29 | 77,42 | 74,32 | 71,94 | 90,26 | 73,61 |
| 9 | 65,98 | 77,51 | 80,23 | 94,09 | 94,92 | 90,49 | 81,10 | 71,68 | 66,11 | 71,61 | 73,14 | 67,57 |

A.3 SÉRIES HIDROLÓGICAS PARA PCH'S

Tabela A.8: Séries Hidrológicas para PCH's

| Ano | Jan (%) | Fev (%) | Mar (%) | Abr (%) | Mai (%) | Jun (%) | Jul (%) | Ago (%) | Set (%) | Out (%) | Nov (%) | Dez (%) |
|------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1993 | 64,23 | 61,22 | 61,69 | 68,04 | 73,61 | 68,74 | 61,31 | 58,45 | 54,99 | 69,48 | 62,95 | 66,74 |
| 1994 | 74,74 | 77,71 | 72,3 | 73,93 | 77,80 | 71,14 | 67,33 | 62,80 | 58,29 | 54,73 | 60,75 | 61,70 |
| 1995 | 71,61 | 75,97 | 70,68 | 69,23 | 65,84 | 60,25 | 57,81 | 55,86 | 52,87 | 48,08 | 54,76 | 80,11 |
| 1996 | 90,81 | 88,27 | 86,9 | 90,53 | 85,91 | 78,80 | 74,51 | 70,79 | 66,96 | 63,77 | 72,98 | 72,67 |
| 1997 | 78,13 | 77,79 | 74,43 | 74,53 | 80,67 | 82,40 | 74,17 | 69,33 | 65,14 | 60,71 | 81,50 | 88,76 |
| 1998 | 80,84 | 73,49 | 74,95 | 87,92 | 85,86 | 80,25 | 75,27 | 70,11 | 65,06 | 61,18 | 57,14 | 54,31 |
| 1999 | 60,31 | 57,94 | 65,60 | 74,20 | 77,38 | 72,97 | 65,62 | 63,20 | 69,66 | 73,93 | 61,82 | 75,25 |
| 2000 | 61,70 | 63,03 | 62,21 | 80,04 | 73,41 | 69,26 | 69,24 | 63,45 | 59,14 | 55,77 | 69,35 | 85,89 |
| 2001 | 89,71 | 81,54 | 87,91 | 81,44 | 80,21 | 74,81 | 71,48 | 63,17 | 58,50 | 63,22 | 63,27 | 61,89 |
| 2002 | 66,72 | 71,50 | 79,49 | 81,00 | 81,56 | 75,65 | 66,94 | 62,40 | 59,65 | 71,84 | 78,88 | 78,52 |
| 2003 | 76,76 | 74,07 | 77,37 | 81,90 | 82,23 | 80,02 | 71,20 | 69,77 | 61,79 | 63,02 | 68,62 | 68,30 |

A.4 SÉRIES EÓLICAS

Tabela A.8: Séries Eólicas

| Hora | Série Eólica 1 – Favorável - 2000 (%) | | | | | | | | | | | |
|------|---------------------------------------|-----------|-------|--------|---------|-----------|-------|--------|---------|-----------|-------|--------|
| | Norte | | | | Centro | | | | Sul | | | |
| | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono |
| 0 | 44,39 | 41,11 | 28,47 | 54,09 | 47,23 | 46,64 | 43,21 | 54,39 | 62,36 | 53,18 | 52,39 | 68,36 |
| 1 | 42,94 | 41,78 | 29,09 | 54,08 | 48,88 | 46,61 | 41,64 | 55,92 | 61,85 | 54,94 | 49,83 | 67,42 |
| 2 | 44,64 | 42,28 | 30,45 | 54,85 | 49,33 | 48,59 | 43,01 | 57,50 | 62,70 | 56,02 | 50,20 | 67,64 |
| 3 | 45,82 | 42,92 | 30,54 | 55,56 | 50,15 | 48,71 | 42,71 | 58,23 | 61,61 | 55,92 | 49,11 | 70,71 |
| 4 | 46,01 | 43,46 | 30,93 | 56,71 | 50,21 | 48,45 | 42,96 | 58,55 | 66,10 | 55,38 | 48,95 | 70,58 |
| 5 | 45,97 | 42,11 | 31,07 | 55,47 | 50,54 | 48,35 | 41,72 | 55,70 | 68,60 | 54,47 | 45,63 | 67,28 |
| 6 | 46,89 | 40,77 | 31,43 | 55,46 | 53,40 | 48,99 | 39,00 | 54,03 | 68,55 | 53,52 | 42,64 | 69,41 |
| 7 | 46,71 | 38,76 | 29,50 | 54,76 | 54,50 | 49,87 | 36,06 | 51,53 | 67,69 | 51,35 | 37,92 | 66,53 |
| 8 | 46,22 | 40,14 | 28,66 | 54,36 | 54,78 | 48,03 | 31,83 | 48,02 | 64,77 | 48,61 | 37,09 | 63,23 |
| 9 | 46,34 | 40,58 | 27,62 | 54,99 | 53,32 | 46,80 | 28,39 | 46,33 | 59,21 | 46,65 | 36,34 | 56,37 |
| 10 | 46,98 | 41,24 | 26,49 | 54,99 | 53,67 | 47,23 | 26,23 | 46,86 | 55,43 | 51,81 | 33,00 | 57,32 |
| 11 | 45,39 | 41,85 | 25,91 | 55,56 | 51,25 | 49,59 | 25,87 | 48,87 | 52,60 | 52,19 | 36,39 | 57,90 |
| 12 | 44,2 | 41,51 | 26,18 | 56,8 | 48,61 | 51,46 | 27,28 | 51,16 | 54,01 | 52,99 | 39,38 | 59,87 |
| 13 | 41,77 | 41,38 | 27,24 | 57,21 | 45,53 | 52,67 | 30,77 | 53,40 | 55,92 | 59,54 | 44,95 | 61,55 |
| 14 | 39,75 | 42,52 | 27,74 | 56,02 | 42,98 | 55,37 | 35,18 | 56,22 | 55,78 | 61,86 | 53,57 | 63,14 |
| 15 | 38,82 | 43,69 | 28,42 | 55,81 | 43,03 | 55,80 | 39,82 | 57,99 | 55,73 | 67,84 | 54,92 | 64,61 |
| 16 | 37,82 | 44,35 | 29,97 | 56,02 | 42,71 | 56,00 | 43,06 | 59,71 | 54,39 | 66,36 | 58,22 | 63,35 |
| 17 | 36,36 | 44,01 | 29,33 | 56,03 | 43,59 | 55,05 | 46,85 | 59,49 | 57,72 | 65,76 | 56,53 | 63,39 |
| 18 | 37,06 | 42,40 | 29,11 | 56,36 | 43,33 | 52,67 | 47,76 | 59,46 | 60,30 | 65,72 | 56,13 | 63,25 |
| 19 | 37,95 | 41,04 | 28,06 | 54,54 | 45,67 | 50,11 | 47,41 | 59,28 | 58,86 | 62,63 | 58,99 | 65,76 |
| 20 | 38,59 | 39,68 | 26,43 | 54,81 | 48,18 | 49,12 | 46,45 | 58,26 | 58,88 | 60,98 | 57,39 | 68,52 |
| 21 | 40,29 | 39,78 | 25,45 | 54,21 | 47,38 | 48,26 | 45,10 | 58,53 | 60,74 | 61,95 | 57,60 | 68,12 |
| 22 | 41,71 | 39,69 | 25,26 | 54,34 | 48,14 | 47,35 | 44,13 | 57,65 | 61,68 | 61,51 | 58,91 | 67,96 |
| 23 | 41,21 | 41,04 | 24,94 | 52,71 | 47,06 | 45,69 | 41,60 | 55,12 | 59,24 | 54,74 | 51,59 | 61,78 |

| Hora | Série Eólica 2 – Média – 2000 (%) | | | | | | | | | | | |
|------|-----------------------------------|-----------|-------|--------|---------|-----------|-------|--------|---------|-----------|-------|--------|
| | Norte | | | | Centro | | | | Sul | | | |
| | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono |
| 0 | 29,42 | 26,79 | 19,34 | 37,39 | 33,99 | 33,24 | 30,30 | 40,46 | 42,71 | 38,31 | 38,02 | 48,19 |
| 1 | 28,50 | 27,18 | 19,59 | 36,78 | 34,61 | 32,65 | 28,74 | 40,81 | 42,72 | 39,00 | 36,95 | 48,87 |
| 2 | 28,98 | 27,58 | 20,55 | 36,99 | 34,81 | 33,79 | 28,46 | 41,46 | 44,49 | 39,92 | 36,72 | 48,75 |
| 3 | 29,97 | 27,82 | 20,86 | 37,02 | 34,86 | 34,47 | 27,94 | 42,23 | 44,15 | 38,97 | 36,33 | 50,45 |
| 4 | 30,25 | 28,17 | 21,18 | 38,01 | 35,04 | 34,54 | 28,11 | 42,69 | 45,21 | 38,36 | 36,08 | 50,28 |
| 5 | 30,08 | 27,68 | 21,45 | 36,98 | 35,50 | 34,51 | 28,06 | 40,66 | 47,27 | 38,92 | 33,06 | 46,65 |
| 6 | 30,53 | 27,01 | 21,53 | 36,94 | 36,57 | 34,23 | 27,14 | 38,79 | 46,52 | 36,48 | 31,38 | 48,42 |
| 7 | 30,41 | 25,96 | 20,34 | 36,32 | 37,43 | 33,52 | 25,97 | 36,77 | 45,75 | 35,63 | 28,22 | 47,24 |
| 8 | 30,17 | 26,80 | 19,46 | 35,84 | 37,46 | 32,18 | 23,62 | 34,00 | 44,89 | 34,64 | 26,25 | 44,13 |
| 9 | 30,33 | 27,49 | 18,45 | 35,61 | 35,98 | 31,83 | 21,96 | 31,58 | 40,67 | 32,52 | 26,11 | 40,61 |
| 10 | 30,46 | 28,03 | 17,82 | 35,29 | 35,52 | 32,54 | 20,64 | 31,30 | 37,54 | 34,63 | 24,64 | 39,97 |
| 11 | 30,32 | 28,27 | 17,67 | 36,06 | 33,91 | 33,60 | 20,75 | 32,30 | 35,81 | 36,92 | 27,43 | 40,50 |
| 12 | 29,47 | 28,28 | 18,26 | 36,57 | 32,18 | 34,90 | 21,58 | 33,78 | 36,25 | 37,72 | 29,85 | 42,15 |
| 13 | 27,55 | 28,19 | 19,39 | 37,18 | 29,89 | 36,31 | 24,06 | 35,54 | 37,94 | 42,86 | 33,38 | 44,12 |
| 14 | 26,80 | 29,04 | 20,08 | 36,86 | 28,54 | 38,07 | 27,55 | 37,75 | 38,92 | 44,26 | 39,19 | 44,10 |
| 15 | 26,00 | 30,07 | 21,41 | 36,84 | 29,24 | 38,86 | 31,08 | 39,82 | 39,18 | 48,03 | 40,67 | 46,00 |
| 16 | 25,12 | 30,26 | 22,72 | 37,32 | 29,79 | 39,72 | 33,97 | 41,15 | 38,21 | 47,86 | 40,99 | 44,24 |
| 17 | 24,55 | 29,68 | 22,71 | 37,29 | 30,67 | 39,58 | 36,19 | 41,17 | 39,61 | 46,98 | 41,11 | 43,87 |
| 18 | 24,92 | 280,8 | 22,28 | 37,59 | 31,03 | 37,65 | 36,25 | 41,64 | 41,61 | 46,67 | 41,76 | 44,07 |
| 19 | 25,72 | 27,01 | 21,38 | 36,65 | 32,26 | 36,01 | 35,91 | 41,81 | 40,65 | 46,10 | 42,79 | 45,93 |
| 20 | 26,28 | 25,94 | 19,99 | 36,95 | 33,69 | 35,86 | 35,52 | 41,11 | 40,91 | 43,83 | 43,60 | 48,16 |
| 21 | 27,31 | 25,91 | 18,60 | 37,03 | 33,12 | 35,21 | 34,56 | 41,80 | 42,73 | 44,47 | 43,52 | 49,71 |
| 22 | 28,34 | 25,78 | 18,23 | 37,69 | 34,21 | 34,66 | 33,47 | 41,80 | 42,59 | 43,73 | 43,12 | 47,85 |
| 23 | 28,96 | 27,05 | 17,77 | 38,13 | 34,59 | 33,98 | 31,23 | 41,17 | 44,48 | 41,71 | 40,95 | 47,98 |

Série Eólica 3 – Desfavorável – 2000 (%)

| Hora | Norte | | | | | | Centro | | | | | | Sul | | | | | | | | | |
|------|-----------|-----------|-------|--------|---------|-----------|---------|--------|-----------|-----------|-------|--------|---------|-----------|---------|--------|-----------|-----------|-------|--------|--------|--|
| | Primavera | | Verão | | Outono | | Inverno | | Primavera | | Verão | | Outono | | Inverno | | Primavera | | Verão | | Outono | |
| | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono | | |
| 0 | 14,12 | 12,47 | 10,20 | 20,32 | 20,46 | 19,84 | 17,38 | 26,22 | 22,63 | 23,44 | 27,58 | | | | | | | | | | | |
| 1 | 13,74 | 12,59 | 10,09 | 19,10 | 20,02 | 18,70 | 15,85 | 25,36 | 23,16 | 23,05 | 29,92 | | | | | | | | | | | |
| 2 | 12,97 | 12,87 | 10,65 | 18,73 | 19,97 | 19,00 | 13,92 | 25,05 | 25,86 | 23,81 | 29,44 | | | | | | | | | | | |
| 3 | 13,77 | 12,72 | 11,18 | 18,08 | 19,22 | 20,23 | 13,17 | 25,87 | 26,30 | 22,02 | 29,73 | | | | | | | | | | | |
| 4 | 14,14 | 12,88 | 11,43 | 18,90 | 19,54 | 20,64 | 13,25 | 26,47 | 23,87 | 21,35 | 29,53 | | | | | | | | | | | |
| 5 | 13,84 | 13,26 | 11,84 | 18,07 | 20,12 | 20,67 | 14,40 | 25,29 | 25,47 | 23,37 | 25,56 | | | | | | | | | | | |
| 6 | 13,81 | 13,25 | 11,62 | 18,02 | 19,37 | 19,46 | 15,29 | 23,21 | 24,01 | 19,43 | 26,96 | | | | | | | | | | | |
| 7 | 13,75 | 13,16 | 11,18 | 17,47 | 19,97 | 17,18 | 15,88 | 21,69 | 23,32 | 19,91 | 27,53 | | | | | | | | | | | |
| 8 | 13,77 | 13,46 | 10,26 | 16,90 | 19,75 | 16,34 | 15,40 | 19,67 | 24,57 | 20,67 | 24,61 | | | | | | | | | | | |
| 9 | 13,96 | 14,41 | 9,28 | 15,81 | 18,25 | 16,86 | 15,54 | 16,50 | 21,71 | 18,38 | 24,50 | | | | | | | | | | | |
| 10 | 14,59 | 14,82 | 9,15 | 15,15 | 16,96 | 17,85 | 15,05 | 15,40 | 19,26 | 17,45 | 22,23 | | | | | | | | | | | |
| 11 | 14,91 | 14,70 | 9,44 | 16,12 | 16,19 | 17,61 | 15,64 | 15,35 | 18,64 | 21,65 | 22,72 | | | | | | | | | | | |
| 12 | 14,40 | 15,04 | 10,33 | 15,90 | 15,39 | 18,34 | 15,88 | 16,01 | 18,10 | 22,44 | 24,03 | | | | | | | | | | | |
| 13 | 13,02 | 15,00 | 11,53 | 16,72 | 13,90 | 19,95 | 17,34 | 17,27 | 19,56 | 26,18 | 26,31 | | | | | | | | | | | |
| 14 | 13,57 | 15,56 | 12,41 | 17,28 | 13,77 | 20,77 | 19,91 | 18,86 | 21,69 | 26,66 | 24,64 | | | | | | | | | | | |
| 15 | 12,89 | 16,44 | 14,39 | 17,44 | 15,15 | 21,91 | 22,35 | 21,26 | 22,26 | 28,22 | 26,99 | | | | | | | | | | | |
| 16 | 12,15 | 16,17 | 15,47 | 18,20 | 16,60 | 23,45 | 24,87 | 22,17 | 21,66 | 29,36 | 24,71 | | | | | | | | | | | |
| 17 | 12,48 | 15,34 | 16,09 | 18,14 | 17,47 | 24,11 | 25,52 | 22,43 | 21,10 | 28,21 | 23,92 | | | | | | | | | | | |
| 18 | 12,51 | 13,76 | 15,44 | 18,40 | 18,45 | 22,62 | 24,73 | 23,43 | 22,50 | 27,63 | 24,46 | | | | | | | | | | | |
| 19 | 13,22 | 12,98 | 14,70 | 18,36 | 18,55 | 21,90 | 24,42 | 23,95 | 22,02 | 29,56 | 25,67 | | | | | | | | | | | |
| 20 | 13,69 | 12,21 | 13,56 | 18,69 | 18,87 | 22,60 | 24,60 | 23,58 | 22,54 | 26,69 | 27,34 | | | | | | | | | | | |
| 21 | 14,05 | 12,05 | 11,75 | 19,47 | 18,55 | 22,17 | 24,02 | 24,71 | 24,33 | 26,99 | 30,88 | | | | | | | | | | | |
| 22 | 14,67 | 11,86 | 11,20 | 20,68 | 19,96 | 21,96 | 22,81 | 25,60 | 23,08 | 25,95 | 27,29 | | | | | | | | | | | |
| 23 | 16,44 | 13,05 | 10,59 | 23,22 | 21,84 | 22,27 | 20,87 | 26,91 | 29,39 | 28,68 | 33,87 | | | | | | | | | | | |

Série Eólica 4 – Favorável – 2001 (%)

| Hora | Norte | | | | | | Centro | | | | | | Sul | | | | | |
|------|-----------|-------|-------|-------|--------|-------|-----------|-------|-------|-------|--------|-------|-----------|--|-------|--|--------|--|
| | Primavera | | Verão | | Outono | | Primavera | | Verão | | Outono | | Primavera | | Verão | | Outono | |
| | Inverno | | | | | | Inverno | | | | | | Inverno | | | | | |
| 0 | 61,34 | 40,42 | 23,01 | 53,34 | 56,96 | 46,89 | 45,39 | 52,21 | 55,32 | 50,94 | 44,24 | 52,97 | | | | | | |
| 1 | 60,81 | 43,10 | 24,99 | 53,12 | 57,34 | 46,91 | 44,25 | 53,07 | 55,86 | 51,84 | 44,47 | 52,74 | | | | | | |
| 2 | 61,70 | 43,62 | 26,94 | 52,40 | 57,16 | 47,93 | 42,85 | 52,70 | 55,24 | 51,07 | 43,59 | 56,24 | | | | | | |
| 3 | 60,89 | 44,08 | 29,00 | 53,75 | 58,49 | 46,83 | 41,47 | 52,66 | 55,10 | 52,25 | 42,74 | 57,18 | | | | | | |
| 4 | 61,13 | 44,07 | 29,54 | 53,79 | 59,37 | 46,50 | 40,72 | 51,69 | 56,93 | 50,53 | 42,13 | 55,25 | | | | | | |
| 5 | 61,70 | 43,77 | 30,17 | 52,72 | 59,82 | 45,94 | 39,84 | 51,22 | 58,37 | 47,86 | 41,99 | 54,36 | | | | | | |
| 6 | 60,78 | 43,77 | 30,07 | 53,90 | 60,07 | 44,86 | 37,76 | 52,10 | 58,65 | 50,14 | 37,12 | 54,82 | | | | | | |
| 7 | 60,15 | 43,32 | 28,86 | 55,33 | 59,32 | 41,46 | 35,65 | 52,41 | 56,02 | 46,17 | 34,94 | 49,92 | | | | | | |
| 8 | 60,95 | 42,77 | 27,33 | 56,61 | 59,43 | 37,45 | 31,84 | 51,86 | 54,99 | 43,10 | 29,86 | 48,58 | | | | | | |
| 9 | 61,76 | 42,97 | 25,84 | 57,32 | 59,41 | 35,79 | 28,27 | 53,74 | 54,70 | 44,99 | 26,99 | 43,48 | | | | | | |
| 10 | 62,93 | 42,70 | 25,77 | 57,58 | 59,25 | 34,62 | 27,16 | 53,84 | 51,00 | 46,24 | 27,65 | 44,52 | | | | | | |
| 11 | 62,10 | 41,95 | 25,17 | 55,39 | 58,26 | 33,85 | 29,09 | 51,76 | 51,03 | 46,17 | 29,16 | 44,57 | | | | | | |
| 12 | 62,36 | 42,30 | 25,46 | 53,30 | 56,05 | 35,89 | 33,43 | 51,40 | 50,64 | 48,08 | 34,90 | 43,87 | | | | | | |
| 13 | 62,42 | 41,99 | 25,44 | 52,19 | 57,74 | 37,62 | 37,40 | 50,10 | 46,88 | 54,25 | 39,26 | 48,68 | | | | | | |
| 14 | 61,52 | 41,97 | 26,33 | 51,35 | 57,53 | 41,46 | 42,59 | 49,32 | 50,13 | 57,22 | 43,98 | 49,31 | | | | | | |
| 15 | 60,06 | 41,46 | 26,66 | 48,90 | 56,72 | 43,92 | 47,13 | 48,25 | 50,37 | 58,29 | 46,18 | 52,01 | | | | | | |
| 16 | 59,41 | 39,57 | 27,05 | 48,68 | 56,37 | 44,67 | 51,62 | 48,31 | 46,37 | 57,15 | 44,88 | 49,48 | | | | | | |
| 17 | 59,23 | 38,54 | 26,90 | 49,90 | 57,03 | 46,52 | 53,64 | 49,08 | 49,06 | 57,24 | 47,83 | 48,09 | | | | | | |
| 18 | 59,29 | 36,55 | 24,77 | 50,59 | 57,60 | 47,42 | 53,52 | 49,42 | 52,64 | 58,18 | 49,12 | 49,45 | | | | | | |
| 19 | 59,75 | 36,19 | 23,05 | 51,99 | 58,87 | 46,35 | 52,99 | 50,49 | 47,63 | 54,55 | 49,37 | 54,08 | | | | | | |
| 20 | 59,68 | 35,21 | 21,24 | 54,00 | 59,15 | 44,97 | 52,17 | 53,05 | 51,50 | 50,76 | 51,19 | 51,96 | | | | | | |
| 21 | 60,34 | 35,19 | 21,18 | 55,87 | 58,15 | 44,49 | 49,23 | 53,02 | 51,43 | 51,69 | 50,95 | 53,39 | | | | | | |
| 22 | 60,29 | 35,47 | 21,62 | 55,23 | 58,08 | 44,58 | 48,99 | 52,25 | 54,52 | 52,85 | 50,33 | 52,08 | | | | | | |
| 23 | 57,86 | 34,42 | 20,90 | 52,56 | 54,67 | 43,70 | 47,10 | 52,38 | 50,07 | 48,06 | 43,73 | 51,30 | | | | | | |

| Hora | Série Eólica 5 – Média – 2001 (%) | | | | | | | | | | | |
|------|-----------------------------------|-----------|-------|--------|---------|-----------|-------|--------|---------|-----------|-------|--------|
| | Norte | | | | Centro | | | | Sul | | | |
| | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono |
| 0 | 41,38 | 26,01 | 15,05 | 36,09 | 43,48 | 33,33 | 30,63 | 36,28 | 41,01 | 38,87 | 36,64 | 38,39 |
| 1 | 40,77 | 27,53 | 16,06 | 35,86 | 43,77 | 32,74 | 29,23 | 36,53 | 41,33 | 40,16 | 36,72 | 38,30 |
| 2 | 40,94 | 27,66 | 17,23 | 35,06 | 43,04 | 32,69 | 28,28 | 36,00 | 40,39 | 38,55 | 35,53 | 40,00 |
| 3 | 40,82 | 27,61 | 18,02 | 35,68 | 43,59 | 32,32 | 27,62 | 35,38 | 40,99 | 40,45 | 34,79 | 41,93 |
| 4 | 40,86 | 28,02 | 18,24 | 35,76 | 43,77 | 31,63 | 27,82 | 35,41 | 42,94 | 38,99 | 33,87 | 39,76 |
| 5 | 40,91 | 27,82 | 19,04 | 34,81 | 43,71 | 30,82 | 27,52 | 35,61 | 43,81 | 36,69 | 33,28 | 40,71 |
| 6 | 40,26 | 27,79 | 18,89 | 35,48 | 43,47 | 30,09 | 26,71 | 35,91 | 43,77 | 37,14 | 29,39 | 41,29 |
| 7 | 39,18 | 27,48 | 17,91 | 36,05 | 42,91 | 28,20 | 25,49 | 36,48 | 42,14 | 34,31 | 27,10 | 37,33 |
| 8 | 39,86 | 27,00 | 17,26 | 36,48 | 42,93 | 25,23 | 23,37 | 35,55 | 41,06 | 33,36 | 23,58 | 35,45 |
| 9 | 40,08 | 26,96 | 16,20 | 36,68 | 42,08 | 24,28 | 21,34 | 36,13 | 38,81 | 34,75 | 22,01 | 32,58 |
| 10 | 40,32 | 26,83 | 16,23 | 36,60 | 40,82 | 23,72 | 20,56 | 35,85 | 36,63 | 34,97 | 21,56 | 33,22 |
| 11 | 39,52 | 26,33 | 15,99 | 35,55 | 40,29 | 23,40 | 21,35 | 34,49 | 37,71 | 36,71 | 22,84 | 32,85 |
| 12 | 39,67 | 26,58 | 16,54 | 34,49 | 38,75 | 24,64 | 23,39 | 33,94 | 36,33 | 37,05 | 27,68 | 32,32 |
| 13 | 39,51 | 26,65 | 17,06 | 33,53 | 39,30 | 26,10 | 25,70 | 32,60 | 35,11 | 41,26 | 30,18 | 35,03 |
| 14 | 39,19 | 27,44 | 18,37 | 33,06 | 39,30 | 29,24 | 29,16 | 31,84 | 36,55 | 44,01 | 34,33 | 36,14 |
| 15 | 39,00 | 27,57 | 19,26 | 31,73 | 39,52 | 32,30 | 32,64 | 31,66 | 37,04 | 47,11 | 37,78 | 38,26 |
| 16 | 38,65 | 27,30 | 20,05 | 31,32 | 39,84 | 34,40 | 36,01 | 31,61 | 35,78 | 45,61 | 37,08 | 36,78 |
| 17 | 38,58 | 27,12 | 19,98 | 31,77 | 40,86 | 36,35 | 37,98 | 32,52 | 35,79 | 45,04 | 39,90 | 35,16 |
| 18 | 39,08 | 25,98 | 18,37 | 32,36 | 41,29 | 36,85 | 38,02 | 32,89 | 38,23 | 46,01 | 41,89 | 35,94 |
| 19 | 39,90 | 25,28 | 16,88 | 33,55 | 42,80 | 36,00 | 37,55 | 34,26 | 37,61 | 42,80 | 41,76 | 38,86 |
| 20 | 40,33 | 24,37 | 15,19 | 34,93 | 43,73 | 34,99 | 37,65 | 36,24 | 38,78 | 40,44 | 41,59 | 39,15 |
| 21 | 40,90 | 23,93 | 14,47 | 36,29 | 43,54 | 34,34 | 35,58 | 36,87 | 38,41 | 40,18 | 42,17 | 40,01 |
| 22 | 41,27 | 23,77 | 14,43 | 37,18 | 43,63 | 34,37 | 34,86 | 36,26 | 39,67 | 41,84 | 41,73 | 38,48 |
| 23 | 41,19 | 23,76 | 14,34 | 37,36 | 43,20 | 33,14 | 33,04 | 37,17 | 39,78 | 40,20 | 38,57 | 39,25 |

Série Eólica 6 – Desfavorável – 2001 (%)

| Hora | Norte | | | | | | Centro | | | | | | Sul | | | | | | | | | |
|------|-----------|-----------|-------|--------|---------|-----------|---------|--------|-----------|-----------|-------|--------|---------|-----------|---------|--------|-----------|-----------|-------|--------|--------|--|
| | Primavera | | Verão | | Outono | | Inverno | | Primavera | | Verão | | Outono | | Inverno | | Primavera | | Verão | | Outono | |
| | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono | Inverno | Primavera | Verão | Outono | | |
| 0 | 21,42 | 11,59 | 7,10 | 18,46 | 30,00 | 19,76 | 15,86 | 20,80 | 26,69 | 26,80 | 29,04 | 23,49 | 26,69 | 26,80 | 29,04 | 23,49 | 26,69 | 26,80 | 29,04 | 23,49 | | |
| 1 | 20,73 | 11,95 | 7,14 | 18,22 | 30,21 | 18,57 | 14,22 | 20,44 | 26,80 | 28,48 | 28,98 | 23,54 | 26,80 | 28,48 | 28,98 | 23,54 | 26,80 | 28,48 | 28,98 | 23,54 | | |
| 2 | 20,18 | 11,70 | 7,52 | 17,34 | 28,92 | 17,44 | 13,71 | 19,73 | 25,54 | 26,03 | 27,48 | 23,40 | 25,54 | 26,03 | 27,48 | 23,40 | 25,54 | 26,03 | 27,48 | 23,40 | | |
| 3 | 20,75 | 11,14 | 7,03 | 17,22 | 28,69 | 17,81 | 13,78 | 18,50 | 26,87 | 28,66 | 26,83 | 26,34 | 26,87 | 28,66 | 26,83 | 26,34 | 26,87 | 28,66 | 26,83 | 26,34 | | |
| 4 | 20,58 | 11,97 | 6,94 | 17,34 | 28,16 | 16,76 | 14,92 | 19,55 | 28,96 | 27,45 | 25,61 | 23,92 | 28,96 | 27,45 | 25,61 | 23,92 | 28,96 | 27,45 | 25,61 | 23,92 | | |
| 5 | 20,11 | 11,87 | 7,92 | 16,50 | 27,60 | 15,70 | 15,20 | 20,45 | 29,25 | 25,52 | 24,57 | 26,75 | 29,25 | 25,52 | 24,57 | 26,75 | 29,25 | 25,52 | 24,57 | 26,75 | | |
| 6 | 19,74 | 11,82 | 7,72 | 16,64 | 26,88 | 15,31 | 15,65 | 20,16 | 28,89 | 24,14 | 21,65 | 27,46 | 28,89 | 24,14 | 21,65 | 27,46 | 28,89 | 24,14 | 21,65 | 27,46 | | |
| 7 | 18,22 | 11,65 | 6,97 | 16,35 | 26,50 | 14,94 | 15,33 | 21,00 | 28,26 | 22,46 | 19,26 | 24,46 | 28,26 | 22,46 | 19,26 | 24,46 | 28,26 | 22,46 | 19,26 | 24,46 | | |
| 8 | 18,76 | 11,22 | 7,19 | 15,90 | 26,43 | 13,01 | 14,89 | 19,66 | 27,12 | 23,61 | 17,30 | 22,02 | 27,12 | 23,61 | 17,30 | 22,02 | 27,12 | 23,61 | 17,30 | 22,02 | | |
| 9 | 18,39 | 10,94 | 6,56 | 15,58 | 24,75 | 12,78 | 14,42 | 18,92 | 22,91 | 24,50 | 17,03 | 21,44 | 22,91 | 24,50 | 17,03 | 21,44 | 22,91 | 24,50 | 17,03 | 21,44 | | |
| 10 | 17,71 | 10,96 | 6,69 | 15,15 | 22,39 | 12,82 | 13,96 | 18,25 | 22,26 | 23,70 | 15,48 | 21,67 | 22,26 | 23,70 | 15,48 | 21,67 | 22,26 | 23,70 | 15,48 | 21,67 | | |
| 11 | 16,93 | 10,72 | 6,81 | 15,27 | 22,32 | 12,96 | 13,62 | 17,61 | 24,38 | 27,26 | 16,51 | 20,87 | 24,38 | 27,26 | 16,51 | 20,87 | 24,38 | 27,26 | 16,51 | 20,87 | | |
| 12 | 16,98 | 10,87 | 7,61 | 15,25 | 21,44 | 13,39 | 13,34 | 16,85 | 22,03 | 26,02 | 20,46 | 20,50 | 22,03 | 26,02 | 20,46 | 20,50 | 22,03 | 26,02 | 20,46 | 20,50 | | |
| 13 | 16,60 | 11,30 | 8,69 | 14,45 | 20,86 | 14,70 | 14,01 | 15,43 | 23,35 | 28,26 | 21,09 | 21,08 | 23,35 | 28,26 | 21,09 | 21,08 | 23,35 | 28,26 | 21,09 | 21,08 | | |
| 14 | 16,86 | 12,91 | 10,40 | 14,36 | 21,07 | 17,03 | 15,74 | 14,68 | 22,96 | 30,79 | 24,68 | 22,68 | 22,96 | 30,79 | 24,68 | 22,68 | 22,96 | 30,79 | 24,68 | 22,68 | | |
| 15 | 17,93 | 13,67 | 11,85 | 14,18 | 22,32 | 20,67 | 18,16 | 15,41 | 23,71 | 35,93 | 29,38 | 24,20 | 23,71 | 35,93 | 29,38 | 24,20 | 23,71 | 35,93 | 29,38 | 24,20 | | |
| 16 | 17,89 | 15,03 | 13,04 | 13,58 | 23,32 | 24,13 | 20,39 | 15,24 | 25,18 | 34,07 | 29,28 | 23,79 | 25,18 | 34,07 | 29,28 | 23,79 | 25,18 | 34,07 | 29,28 | 23,79 | | |
| 17 | 17,93 | 15,70 | 13,06 | 13,23 | 24,69 | 26,18 | 22,32 | 16,32 | 22,53 | 32,84 | 31,98 | 21,93 | 22,53 | 32,84 | 31,98 | 21,93 | 22,53 | 32,84 | 31,98 | 21,93 | | |
| 18 | 18,87 | 15,41 | 11,97 | 13,73 | 24,98 | 26,27 | 22,52 | 16,72 | 23,81 | 33,83 | 34,67 | 22,13 | 23,81 | 33,83 | 34,67 | 22,13 | 23,81 | 33,83 | 34,67 | 22,13 | | |
| 19 | 20,06 | 14,38 | 10,70 | 14,71 | 26,72 | 25,65 | 22,11 | 18,43 | 27,60 | 31,04 | 34,14 | 23,29 | 27,60 | 31,04 | 34,14 | 23,29 | 27,60 | 31,04 | 34,14 | 23,29 | | |
| 20 | 20,98 | 13,53 | 9,14 | 15,45 | 28,31 | 25,01 | 23,14 | 19,86 | 26,05 | 30,13 | 32,00 | 26,05 | 26,05 | 30,13 | 32,00 | 26,05 | 26,05 | 30,13 | 32,00 | 26,05 | | |
| 21 | 21,45 | 12,67 | 7,77 | 16,27 | 28,92 | 24,19 | 21,92 | 21,18 | 25,39 | 28,68 | 33,40 | 26,34 | 25,39 | 28,68 | 33,40 | 26,34 | 25,39 | 28,68 | 33,40 | 26,34 | | |
| 22 | 22,25 | 12,07 | 7,24 | 18,72 | 29,18 | 24,16 | 20,72 | 20,72 | 24,81 | 30,83 | 33,13 | 24,58 | 24,81 | 30,83 | 33,13 | 24,58 | 24,81 | 30,83 | 33,13 | 24,58 | | |
| 23 | 24,51 | 13,09 | 7,78 | 21,82 | 31,73 | 22,57 | 18,97 | 22,44 | 29,50 | 32,34 | 33,42 | 26,93 | 29,50 | 32,34 | 33,42 | 26,93 | 29,50 | 32,34 | 33,42 | 26,93 | | |

APÊNDICE B

ÍNDICES DE CONFIABILIDADE PREVENTIVA – CASOS Δ HEM E Δ HE_z CORRIGIDOS

B.1 CASOS Δ HEM

Tabela B.1: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas Δ HEM – 0%

| Ano | Caso | Prob{S} | Prob{M} | Freq{S} (oc./ano) | Freq{M} (oc./ano) | Dur{S} (h) | Dur{M} (h) | Δ POT (MW) |
|------|------------------------------|---------|-------------------------|----------------------|----------------------|---------------|---------------|----------------------|
| 2011 | Δ HEM | 0,9921 | $0,6506 \times 10^{-2}$ | 34,46 | 40,08 | 252,2 | 1,422 | - |
| | Δ HEM _{nova} | 0,9937 | $0,5206 \times 10^{-2}$ | 29,11 | 33,51 | 299,0 | 1,361 | 50 |
| 2013 | Δ HEM | 0,9901 | $0,7796 \times 10^{-2}$ | 43,42 | 50,60 | 199,8 | 1,350 | - |
| | Δ HEM _{nova} | 0,9939 | $0,4966 \times 10^{-2}$ | 29,32 | 33,70 | 296,9 | 1,291 | 150 |

Tabela B.2: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas Δ HEM – 2%

| Ano | Caso | Prob{S} | Prob{M} | Freq{S} (oc./ano) | Freq{M} (oc./ano) | Dur{S} (h) | Dur{M} (h) | Δ POT (MW) |
|------|------------------------------|---------|-------------------------|----------------------|----------------------|---------------|---------------|----------------------|
| 2011 | Δ HEM | 0,9906 | $0,7502 \times 10^{-2}$ | 39,84 | 47,01 | 217,8 | 1,398 | - |
| | Δ HEM _{nova} | 0,9933 | $0,5438 \times 10^{-2}$ | 29,86 | 34,87 | 291,4 | 1,366 | 100 |
| 2012 | Δ HEM | 0,9923 | $0,6132 \times 10^{-2}$ | 34,05 | 39,88 | 255,3 | 1,347 | - |
| | Δ HEM _{nova} | 0,9934 | $0,5261 \times 10^{-2}$ | 29,46 | 34,24 | 295,4 | 1,346 | 50 |
| 2013 | Δ HEM | 0,9879 | $0,9141 \times 10^{-2}$ | 48,99 | 58,84 | 176,6 | 1,361 | - |
| | Δ HEM _{nova} | 0,9936 | $0,5116 \times 10^{-2}$ | 29,03 | 33,63 | 299,8 | 1,332 | 200 |

B.2 Casos ΔHE_z

Tabela B.3: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas ΔHE_z – 0%

| Ano | Caso | Prob{S} | Prob{M} | Freq{S} (oc./ano) | Freq{M} (oc./ano) | Dur{S} (h) | Dur{M} (h) | ΔPOT (MW) |
|------|------------------------|---------|-------------------------|----------------------|----------------------|---------------|---------------|----------------------|
| 2011 | ΔHE_z | 0,9733 | 0,01945 | 94,80 | 117,8 | 89,94 | 1,446 | - |
| | $\Delta HE_{z_{nova}}$ | 0,9926 | $0,6113 \times 10^{-2}$ | 31,28 | 35,94 | 278,0 | 1,490 | 450 |
| 2012 | ΔHE_z | 0,9785 | 0,01619 | 81,04 | 98,10 | 105,8 | 1,446 | - |
| | $\Delta HE_{z_{nova}}$ | 0,9938 | $0,4957 \times 10^{-2}$ | 27,66 | 32,24 | 314,8 | 1,347 | 400 |
| 2013 | ΔHE_z | 0,9679 | 0,02201 | 109,7 | 137,1 | 77,31 | 1,406 | - |
| | $\Delta HE_{z_{nova}}$ | 0,9897 | $0,9163 \times 10^{-2}$ | 42,44 | 47,74 | 204,3 | 1,681 | 600 |

Tabela B.4: Expansão 2004-2013 – Solução dos Problemas ΔHE_z – 2%

| Ano | Caso | Prob{S} | Prob{M} | Freq{S} (oc./ano) | Freq{M} (oc./ano) | Dur{S} (h) | Dur{M} (h) | ΔPOT (MW) |
|------|------------------------|---------|-------------------------|----------------------|----------------------|---------------|---------------|----------------------|
| 2010 | ΔHE_z | 0,9924 | $0,6073 \times 10^{-2}$ | 32,01 | 37,49 | 271,6 | 1,419 | - |
| | $\Delta HE_{z_{nova}}$ | 0,9938 | $0,4990 \times 10^{-2}$ | 26,39 | 30,93 | 329,9 | 1,413 | 50 |
| 2011 | ΔHE_z | 0,9687 | 0,02201 | 105,4 | 133,1 | 80,53 | 1,449 | - |
| | $\Delta HE_{z_{nova}}$ | 0,9908 | $0,8054 \times 10^{-2}$ | 37,18 | 42,46 | 233,4 | 1,662 | 550 |
| 2012 | ΔHE_z | 0,9737 | 0,01856 | 92,47 | 115,4 | 92,23 | 1,409 | - |
| | $\Delta HE_{z_{nova}}$ | 0,9925 | $0,6335 \times 10^{-2}$ | 31,17 | 35,95 | 278,9 | 1,544 | 500 |
| 2013 | ΔHE_z | 0,9631 | 0,02419 | 119,7 | 151,1 | 70,48 | 1,403 | - |
| | $\Delta HE_{z_{nova}}$ | 0,9874 | 0,01123 | 49,32 | 55,25 | 175,4 | 1,781 | 650 |

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ABBG94] R.N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, C.H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1987-1991", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, pp. 41-49, 1994.
- [ABL84] R.N. Allan, R. Billinton, S.H. Lee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Evaluation, 1977 – 1982", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, No. 2, February 1984.
- [ABSS88] R.N. Allan, R. Billinton, S.M. Shahidehpour, C. Singh, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1982-1987", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, No. 4, pp. 1555-1564, November 1988.
- [APM78] IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1971 – 1977", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-97, No. 8, November/December 1978.
- [AR89] R.N. Allan, J. Roman, "Reliability Assessment of Generation Systems Containing Multiple Hydro Plant Using Simulation Techniques", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, pp. 1074-1080, August 1989.
- [AR91] R.N. Allan, J. Roman, "Reliability Assessment of Hydrothermal Generation Systems Containing Pumped Storage Plant", *IEEE Proceedings*, Vol. 138, No. 6, pp. 471-478, November 1991.
- [B66] R. Billinton, "Bibliography on Application of Probability Methods in the Evaluation of Generating Capacity Requirements", *IEEE Winter Power Meeting (1996)*, No. 31 CP 66-62.
- [B72] R. Billinton, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Evaluation", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, pp. 649-660, 1972.
- [BA84] R. Billinton, R.N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Plenum Publishing, New York and London, 1984.

- [BA85] R. Billinton, R.N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, Pitman Publishing Inc, Britain 1985.
- [BB04] R. Billinton, G. Bai, "Generating Capacity Adequacy Associated With Wind Energy", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 19, No. 3, p.p. 641-646, September 2004.
- [BBC03] R. Billinton, Bagen, Y. Cui, "Reliability Evaluation of Small Stand-Alone Wind Energy Conversion System Using a Time Series Simulation Model", *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 150, No. 1, p.p. 96-100, January 2003.
- [BC92] R. Billinton, A.A. Chowdhury, "Incorporation of Wind Energy Conversion System in Conventional Generating Capacity Adequacy Assessment", *IEE Proceedings, Part C*, Vol. 139, p.p. 47-59, January 1992.
- [BC98] R. Billinton, H. Chen, "Assessment of Risk-Based Capacity Benefit Factor Associated With Wind Energy Conversion Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, No. 3, p.p. 1191-1196, August 1998.
- [BCG96] R. Billinton, H. Chen, R. Ghajar, "A Sequential Simulation Technique for Adequacy Evaluation of Generating Systems Including Wind Energy", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 11, No. 4, p.p. 728-734, December 1996.
- [BF94] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, "A Basic Framework For Generating System Operating Health Analysis", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1610-1617, August 1994.
- [BFB01] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, L. Bertling, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1996-1999". *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, pp. 595-602, November 2001.
- [BG90] S. Burns, G. Gross, "Value of Service Reliability", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 5, pp. 825-834, 1990.
- [BK92] R. Billinton, E. Khan, "A Security Based Approach to Composite Power System Reliability Evaluation Procedure", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, pp. 65-72, February 1992
- [BK99a] R. Billinton, R. Karki, "Capacity Reserve Assessment Using System Well-Being Analysis", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 14, No. 2, p.p. 433-438, May 1999.
- [BK99b] R. Billinton, R. Karki, "Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-Being Analysis", *IEEE Trans. on*

- Power Systems*, Vol. 14, No. 3, pp. 1172-1177, August 1999.
- [BK01] R. Billinton, R. Karki, "Capacity Expansion of Small Isolated Power Systems Using PV and Wind Energy", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, p.p. 892-897, November 2001.
- [BL94] R. Billinton, G. Lian, "Composite Power System Health Analysis Using A Security Constrained Adequacy Evaluation Procedure", *Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, p.p. 936-941, May 1994.
- [BO88] R. Billinton, J. Oteng-Adjei, "Cost/Benefit Approach to Establish Optimum Adequacy Level for Generating System Planning", *IEE Proc. C*, 135, pp. 81-87, 1988.
- [BS97] G.J.W. Van Bussel, C. Schötang, "Operation and Maintenance Aspects of Large Offshore Wind Farms", *Proc. of the 1997 European Wind Energy Conference*, p.p. 272-279, Dublin, Ireland, October 1997.
- [CA96] F. Castro Sayas, R.N. Allan, "Generation Availability Assessment of Wind Farms", *IEE Proc.-Gener, Transm. and Distrib.*, Vol. 143, No. 5, p.p. 507-518, September 1996.
- [DGF96] J.G. Dalton, D.L. Garrison, C.M. Fallon, "Value-Based Reliability Transmission Planning", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, pp. 1400-1408, 1996.
- [ERSE02] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, "Caracterização do Sector Eléctrico 2001", Novembro 2002.
- [KSP05] S. Kannan, S.M.R. Slochanal, N.P. Padhy, "Application and Comparison of Metaheuristic Techniques to Generation Expansion Planning Problem", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, p.p. 466-475, February 2005.
- [L05] A.P. Leite, "Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudos de Confiabilidade", Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Abril 2005.
- [LAMPM03] A.M. Leite da Silva, M.J.Q. Aguiar, L.A.F. Manso, J.A. Peças Lopes, M.A. Matos, "Influência dos Níveis de Penetração da PRE na Definição da Reserva Necessária à Segurança de Abastecimento", *Relatório INESC Porto – DGGE*, Dezembro 2003.
- [LARMPM04] A.M. Leite da Silva, M.J.Q. Aguiar, L.C. Resende, L.A.F. Manso, J.A. Peças Lopes, M.A. Matos, "Definição de Níveis de Reserva Necessários à Segurança de Abastecimento – Estudos Complementares", *Relatório INESC Porto – DGGE*, Dezembro 2004.

- [LMC91] A.M. Leite da Silva, A.C.G. Mello, S.H.F. Cunha, "Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large-scale Hydrothermal Generating Systems", *IEE Proceedings, Part C*, Vol. 138, No. 1, pp. 94-102, January 1991.
- [LMSRAMPM04] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, W.S. Sales, L.C. Resende, M.J.Q. Aguiar, M.A. Matos, J.A. Peças Lopes, V. Miranda, "Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-Being Analysis Considering Renewable Sources", 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 2004.
- [LPMM97] A.M. Leite da Silva, A.G. Perez, J.W. Marangon Lima, J.C.O Mello, "Loss of Load Cost in Generation Capacity Reliability Evaluation", *Electric Power Systems Research*, Vol. 41, pp. 109-116, May 1997.
- [LRMB04] A.M. Leite da Silva, L.C. Resende, L.A.F. Manso, R. Billinton, "Well-Being Analysis for Composite Generation and Transmission Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 19, p.p. 1763-1770, November 2004.
- [ML04] L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, "Modelagem de Cargas Variantes no Tempo na Avaliação de Confiabilidade Composta via Simulação Monte Carlo Não-Sequencial", *Revista Controle & Automação – Sociedade Brasileira de Automática*, Vol. 15, No. 1, p.p. 93-100, Jan-Fev-Mar 2004.
- [MLRSB04] L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, L.C. Resende, W.S. Sales, R. Billinton, "Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas de Potência", Anais do IX SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, (CD-Rom) artigo SP-065, Rio de Janeiro, RJ, 2004.
- [MPL92] A.C.G. Melo, M.V. Pereira, A.M. Leite da Silva, "Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 2, pp. 469-476, May 1992.
- [MPL94] J.C.O Mello, M.V. Pereira, A.M. Leite da Silva, "Evaluation of Reliability Worth in Composite System Base on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1318-1326, August 1994.
- [MSLR03] L.A.F. Manso, W.S. Sales, A.M. Leite da Silva, L.C. Resende, "Confiabilidade Preventiva de Sistemas de Geração via Simulação Monte Carlo Não-seqüencial", 5th Latin-American Congress Electricity Generation and Transmission, Paper B-204, São Pedro, SP, Novembro 2003.

- [NERC03] North American Electric Reliability Council, "Generating Availability Report", Junho 2003.
- [PB92] M.V.F. Pereira, N.J. Balu, "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 80, pp. 470-491, April 1992.
- [R02] L.C. Resende, "Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas Elétricos de Potência", Dissertação de Mestrado, UNIFEI-MG, Itajubá, Outubro 2002.
- [R03] S. Rahman, "Green Power: What is it and where can we find it?", *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 1, No. 1, pp. 30-37, January/February 2003.
- [REN99] Rede Elétrica Nacional "Estratégias Alternativas de Expansão: Período 2000-2020", 1999.
- [REN03] Rede Elétrica Nacional, "Caracterização da Rede Nacional de Transportes para Efeito de Acesso à Rede em 31 de Dezembro de 2002", Março 2003.
- [SNIRH03] Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos, site <http://snirh.inag.pt>, Novembro 2003.