

**RENÉ FRANCISCO SAUER**

**UM MODELO PARA A SAZONALIZAÇÃO DA  
ENERGIA ASSEGURADA DE USINAS GERADORAS**

**FLORIANÓPOLIS  
2002**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UM MODELO PARA A SAZONALIZAÇÃO DA  
ENERGIA ASSEGURADA DE USINAS GERADORAS**

Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

**RENÉ FRANCISCO SAUER**

Florianópolis, Setembro de 2002

# UM MODELO PARA A SAZONALIZAÇÃO DA ENERGIA ASSEgurada DE USINAS GERADORAS

RENÉ FRANCISCO SAUER

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

---

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.  
Orientador

---

Prof. Edson Roberto De Pieri Dr.  
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

---

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.  
Presidente

---

Prof. Antônio J. A. Simões Costa, Ph.D.

---

Prof. Edson Luiz da Silva, Dr.Eng.

---

Prof. João José Cascaes Dias, Dr.Eng.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Professor Hans Helmut Zürn pela confiança, amizade e orientação dispensadas ao longo deste trabalho.

À Eletrobrás, Eletrosul e UFSC pelo convênio que proporcionou a realização do Mestrado Profissional em Engenharia Elétrica.

Aos professores pela dedicação e pela compreensão da situação de readaptação ao ambiente de estudos da maioria dos alunos do Mestrado Profissional em Engenharia Elétrica.

Aos colegas da Eletrosul pelo apoio, pelo incentivo e pela colaboração, principalmente na fase inicial do curso.

Aos colegas da Tractebel Energia pelo apoio, incentivo e especialmente pelas contribuições na construção do modelo.

À minha família e aos amigos pela compreensão e incentivo para a realização deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

## **UM MODELO PARA A SAZONALIZAÇÃO DA ENERGIA ASSEGURADA DE USINAS GERADORAS**

**René Francisco Sauer**

Setembro/2002

Orientador: Prof. Hans Helmut Zörn, Ph.D.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-chave: Energia Assegurada, Sazonalização

Número de Páginas: 95

O presente trabalho apresenta uma modelagem computacional que executa a tarefa da sazonalização da energia assegurada das usinas, que consiste na alocação de blocos mensais de energia para cada usina, visando a minimização das penalizações por indisponibilidades das unidades geradoras. O modelo efetua a sazonalização da energia assegurada das usinas considerando os dados que caracterizam o parque gerador de uma empresa, os requisitos de energia (contratos de venda de energia, consumo interno das usinas e perdas de transmissão), o cronograma das manutenções preventivas das unidades geradoras, a taxa de indisponibilidade forçada das unidades geradoras e as restrições de reserva de potência estabelecidas nas Regras de Mercado do Setor Elétrico Brasileiro. O modelo efetua a alocação dos blocos mensais da energia assegurada por usina de modo a minimizar os riscos de penalizações na aplicação do mecanismo realocação de energia devido às indisponibilidades das unidades geradoras. Para minimizar os riscos de penalizações por indisponibilidades das unidades geradoras, o modelo aloca os blocos mensais de energia de cada usina de forma que a relação entre a energia assegurada e a disponibilidade de geração seja a mesma, ou o mais próximo possível em todos os meses do ano, utilizando um algoritmo de aproximação. Este modelo organiza as atividades do processo da sazonalização da energia assegurada das usinas e define uma estrutura de dados em tabelas do banco de dados Microsoft ACCESS proporcionando uma boa versatilidade para o tratamento e uso das informações.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering

## **A MODEL FOR THE SEASONAL ALLOCATION OF THE ASSURED ENERGY OF THE GENERATING PLANTS**

**René Francisco Sauer**

August/2002

Advisor: Prof. Hans Helmut Ziem, Ph.D.

Área of Concentration: Planning of Electrical Energy Systems

Keywords: Assured Energy, Seasonal Allocation

Number of Pages: 95

This work presents a computational model which executes the task of seasonal allocation of the assured energy of the generating plants, that consists of allocating monthly blocks of energy for each generation plant, seeking to minimize the penalties due forced outages of the generating units. The model makes the seasonal allocation of the assured energy of the generating plants considering the data that characterize the generating park of a company, the requirements of energy (contracts of energy sale, internal consumption of the generating plants and transmission losses), the scheduling of preventive maintenance of the generating units, the rate of forced outages and the constraints of power reserve established in the Rules of Market of the Brazilian Power System. The model makes the allocation of the monthly blocks of assured energy for each generating plant so as to minimize the risk of penalties in the application of the energy reallocation mechanism due the outages of the generating units. To minimize the risk of penalties for outages of generating units, the model allocates the monthly blocks of energy of each plant so that the ratio between the assured energy and the generation availability remains constant, or as constant as possible in every month of the year, using an iterative algorithm. This model organizes the activities of the seasonal allocation process of the assured energy of the power plants and defines a data structure in tables of the Microsoft Access database, providing a versatile treatment and use of the information.

## SUMÁRIO

<b><i>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO</i></b> .....	<b>1</b>
<b>1.1 – Reestruturação do Setor Elétrico</b> .....	<b>1</b>
<b>1.2 - Motivação</b> .....	<b>2</b>
<b>1.3 – Definições e Conceitos</b> .....	<b>5</b>
<b>1.4 – Estrutura do Trabalho</b> .....	<b>7</b>
<b><i>CAPÍTULO 2 – ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</i></b> .....	<b>9</b>
<b>2.1 – Introdução</b> .....	<b>9</b>
<b>2.2 - A Nova Estrutura</b> .....	<b>10</b>
2.2.1 - Mercado Atacadista de Energia (MAE) .....	11
2.2.2 - Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).....	14
<b>2.3 - Preço Spot de Eletricidade</b> .....	<b>15</b>
<b>2.4 - Os Novos Papéis dos Agentes do Setor Elétrico</b> .....	<b>17</b>
<b>2.5 – Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)</b> .....	<b>18</b>
<b>2.6 – Exemplo de Sazonalização e Aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)</b> .....	<b>22</b>
<b><i>CAPÍTULO 3 – ANÁLISE DO PROCESSO DA SAZONALIZAÇÃO</i></b> .....	<b>27</b>
<b>3.1 – Introdução</b> .....	<b>27</b>
<b>3.2 – Análise dos Critérios para Sazonalização da Energia Assegurada</b> .....	<b>31</b>
3.2.1 – Energia Assegurada Proporcional à Disponibilidade .....	32
3.2.2 – Energia Assegurada Proporcional ao Número de Horas do Mês .....	33
3.2.3 – Energia Assegurada Proporcional à Carga .....	34
<b>3.3 – Descrição da Solução Adotada</b> .....	<b>35</b>
3.3.1 – Função Objetivo .....	35
3.3.2 – Restrições de Igualdade.....	38
3.3.3 – Algoritmo da Solução.....	39
<b><i>CAPÍTULO 4 – DESCRIÇÃO DO MODELO DE SAZONALIZAÇÃO DA ENERGIA ASSEGURADA DAS USINAS GERADORAS</i></b> .....	<b>43</b>
<b>4.1 – Introdução</b> .....	<b>43</b>
<b>4.2 – Análise de Dados</b> .....	<b>43</b>
<b>4.3 – Diagrama de Entidades e Relacionamentos</b> .....	<b>48</b>

4.4 – Estrutura dos Arquivos de Armazenamento das Tabelas .....	49
4.5 – Funções do Modelo .....	50
<b><i>CAPÍTULO 5 – CASO EXEMPLO .....</i></b>	<b><i>52</i></b>
5.1 – Sazonalização da Energia Assegurada com a utilização do modelo .....	52
5.2 – Comparação dos Resultados do Modelo com outras soluções .....	54
<b><i>CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</i></b>	<b><i>57</i></b>
<b><i>ANEXO 1 – INSTRUÇÕES PARA UTILIZAÇÃO DO MODELO .....</i></b>	<b><i>59</i></b>
<b><i>ANEXO 2 – RELATÓRIOS DO CASO EXEMPLO.....</i></b>	<b><i>74</i></b>
<b><i>BIBLIOGRAFIA .....</i></b>	<b><i>96</i></b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fluxo de Informações envolvendo a Sazonalização e a Aplicação do MRE.....	4
Figura 2 - Sazonalização da Energia Assegurada.....	5
Figura 3 - Energia Assegurada Modulada.....	6
Figura 4 - Agregação Dados de Medição - Centro de Gravidade.....	6
Figura 5 – Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico.....	16
Figura 6 - Exemplo Aplicação MRE (Total).....	24
Figura 7 - Exemplo Aplicação MRE - Gerador 1.....	24
Figura 8 - Exemplo Aplicação MRE - Gerador 2.....	25
Figura 9 - Matriz de Sazonalização da Energia Assegurada.....	29
Figura 10 – Alocação da Energia Assegurada proporcional à disponibilidade.....	32
Figura 11 – Alocação da Energia Assegurada proporcional ao número de horas do mês.....	33
Figura 12 – Alocação da Energia Assegurada proporcional à carga de cada mês.....	34
Figura 13 – Índices de Desempenho EASS/EDISP.....	37
Figura 14 – Diagrama de Contexto do Problema.....	44
Figura 15 – “Explosão” 1º nível do DFD.....	46
Figura 16 – “Explosão” do processo 2 (Sazonalizar EASS).....	47
Figura 17 - Diagrama de Entidades e Relacionamentos.....	48
Figura 18 – Tela do Menu Principal.....	50
Figura 19 - Comparação Resultados da Sazonalização em MW médios.....	55
Figura 20 - Comparação Resultados Sazonalização em termos de Função Objetivo.....	56
Figura 21 – Tela de preenchimento do ano e da empresa.....	60
Figura 22 - Tela de preenchimento dos dados das empresas.....	61
Figura 23 - Tela de preenchimento dos dados das usinas.....	63
Figura 24 - Tela de preenchimento dos dados das unidades geradoras.....	65
Figura 25 - Tela de preenchimento dos dados de contratos.....	66
Figura 26 - Tela de preenchimento dos dados das manutenções preventivas.....	67
Figura 27 - Tela de preenchimento dos dados fixos.....	68
Figura 28 - Tela de seleção das opções para a sazonalização.....	69
Figura 29 - Tela com dados do resumo da sazonalização.....	70
Figura 30 - Consulta dos Resultados da Sazonalização.....	71
Figura 31 - Consulta de Resultados Intermediários da Sazonalização.....	72

---

## CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

### 1.1 – Reestruturação do Setor Elétrico

A reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada em 1995, projeto RE-SEB [1] teve como principais objetivos a introdução da competição nas atividades de geração e comercialização de energia, garantir a continuidade do suprimento e atrair capital privado. Para isso as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica devem ser separadas, de modo que possam trabalhar de forma autônoma e independente. Além disso, haverá uma mudança profunda na forma como a energia será comercializada, antes baseada em contratos renováveis de suprimento e hoje baseada numa estrutura de mercado [2].

No Brasil a hidreletricidade é a principal fonte de geração de eletricidade, devido à existência de grandes bacias hidrográficas espalhadas pelo território. Cerca de 92% da capacidade instalada no sistema é de origem hidráulica. Em termos de preço da energia, esta capacidade hidráulica conduz a preços de eletricidade baixos em períodos úmidos, podendo chegar próximo a zero, entretanto, em períodos secos podem atingir patamares elevados.

Um dos pilares da reestruturação do sistema elétrico brasileiro é o aumento da capacidade de seu parque gerador.

A situação atual levou o Governo Federal, junto ao Ministério das Minas e Energia, a lançar um plano de incentivos para a construção de novas usinas termelétricas. A intenção é elevar a oferta de energia principalmente nos momentos mais críticos, que seriam a partir de 2003. Essas novas usinas fariam uso principalmente do gás natural disponível através de gasodutos espalhados pelo país. Os benefícios atingiriam novas usinas que estejam operando até 2003. O principal impacto desses incentivos é sobre o fluxo de caixa dos empreendimentos, tornando-os menos voláteis, já que algumas garantias estão sendo dadas a variáveis com incertezas, como o preço do gás natural.

---

## 1.2 - Motivação

Neste contexto, de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, insere-se o tema principal desta dissertação o qual diz respeito à aplicação das Regras de Mercado na contabilização da energia elétrica no ambiente do MAE<sup>1</sup>.

As Regras de Mercado são necessárias e constituem o instrumento para definir os procedimentos para a contabilização da energia elétrica no âmbito do MAE de forma clara e transparente para todos os agentes do mercado. Os resultados da contabilização podem ser significativamente influenciados pela sazonalização da energia assegurada das usinas como também pelas políticas de operação do sistema elétrico em função das previsões de afluências, crescimento da carga e níveis de segurança do suprimento da carga.

O objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um modelo e uma ferramenta computacional que efetue a sazonalização da energia assegurada de usinas geradoras, uma vez que na nova estrutura do setor elétrico foram criadas pelos agentes do mercado as Regras de Mercado [3] e os Procedimentos de Mercado [4]. Estas regras foram homologadas pela ANEEL através da Resolução 290/2000. No algebrismo das regras encontramos uma variável que é a Energia Assegurada Sazonalizada das usinas, que define o montante mensal da energia assegurada de cada usina, para cada um dos meses do ano. Os montantes de energia dos Contratos Iniciais<sup>2</sup> comercializados pelas geradoras, estão limitados aos montantes de energia assegurada das usinas.

---

<sup>1</sup> O MAE - Mercado Atacadista de Energia, foi criado pela lei 9.648/98 e pelo decreto 2.655/98, ambiente autoregulado. Em abril de 2001 a ANEEL alterou a estrutura do MAE através da Resolução 160/2001. Em Fevereiro de 2002, Resoluções 073 e 103 da ANEEL, o MAE passou a ser um Mercado regulado pela ANEEL

<sup>2</sup> Os Contratos Iniciais foram estabelecidos para definir a fase de transição do mercado regulado para o mercado livre.

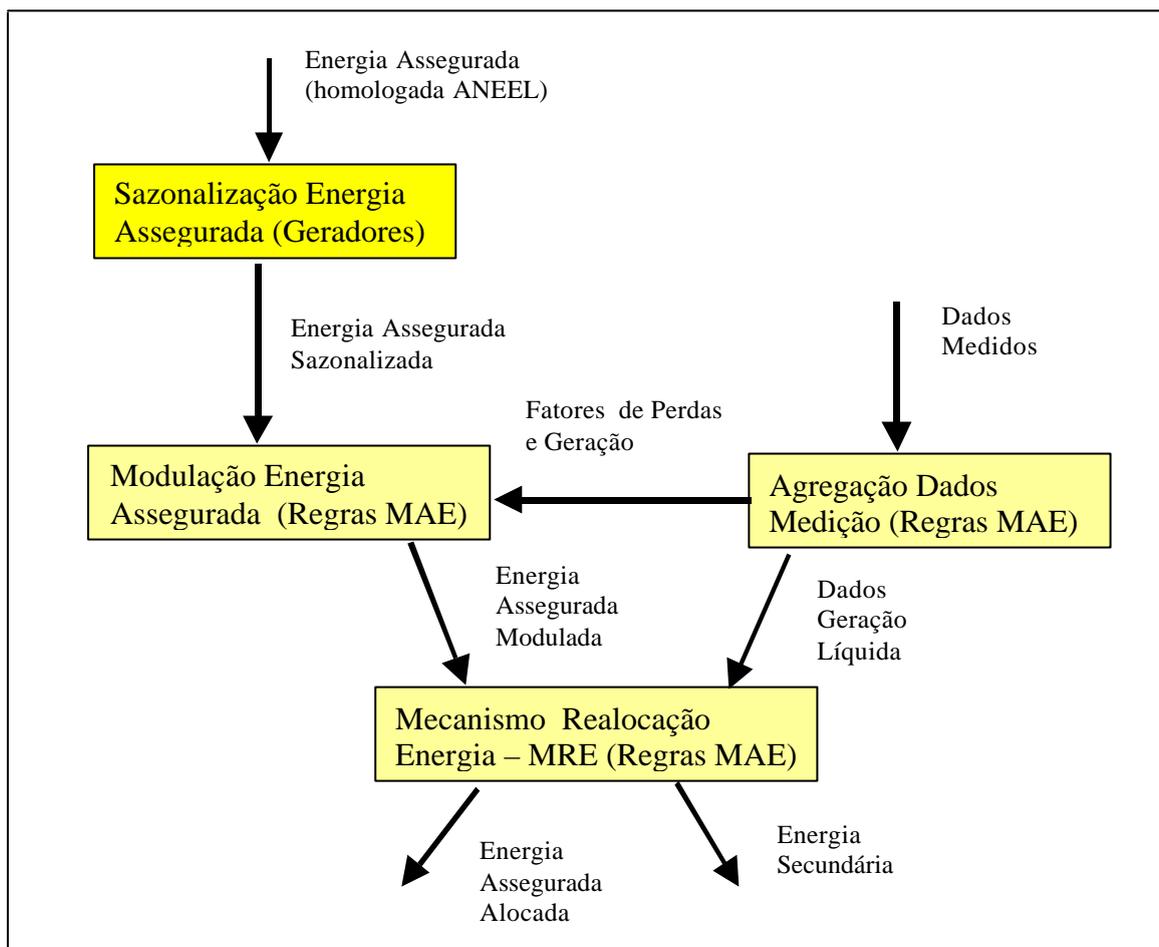
---

Na contabilização da energia gerada pelas usinas, no âmbito do MAE, as usinas são classificadas em participantes do MRE<sup>3</sup> ou não participantes, tendo as usinas participantes do MRE um tratamento diferenciado no processo da contabilização, que trata da aplicação do mecanismo de realocação de energia entre usinas. Para as usinas participantes do MRE a energia alocada pelo mecanismo de realocação de energia, que é a energia comercializada, não é igual à energia efetivamente gerada em cada usina. Esta é consequência do planejamento da operação efetuado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que realiza o despacho de geração de forma centralizada, considerando custos de produção, gerenciamento da água e restrições técnicas. O mecanismo de realocação de energia compara o total da energia assegurada sazonalizada das usinas participantes do MRE com o total de energia efetivamente gerada por estas usinas. Se a geração for menor que a energia assegurada sazonalizada, então a energia alocada será menor que a energia assegurada. Porém, se a geração for maior que a energia assegurada sazonalizada, a energia alocada será igual à energia assegurada sazonalizada e ainda haverá alocação de energia secundária. Na Figura 1 pode-se observar o fluxo de informações envolvendo a sazonalização e a aplicação do MRE, na contabilização do MAE.

Na legislação do Setor Elétrico Brasileiro, Decreto 2.655 de 1998 e Resolução 290 de 2000, está prevista a aplicação de penalidades que afetam a aplicação do mecanismo de realocação de energia para as usinas que apresentarem índices de indisponibilidades superiores aos considerados na simulação para a determinação da energia assegurada de cada usina. Cabe ressaltar que esta penalização ainda não está sendo aplicada, sendo um dos motivos a falta de um histórico confiável de dados de indisponibilidades das unidades geradoras.

---

<sup>3</sup> MRE – Mecanismo de Realocação de Energia, é um instrumento para compartilhamento do risco hidrológico entre as usinas do sistema elétrico brasileiro.



**Figura 1 - Fluxo de Informações envolvendo a Sazonalização e a Aplicação do MRE**

Os índices de indisponibilidades, para fins de penalização, devem ser calculados para o período dos últimos 12 meses, média móvel, e caso os índices ultrapassem aqueles utilizados na simulação da determinação da energia assegurada, deve ser aplicada uma penalidade que reduz a energia assegurada sazonalizada. O risco das penalizações pode ser mitigado com uma sazonalização adequada, que mantenha uma proporcionalidade com a disponibilidade das usinas em cada mês, que é o objetivo deste trabalho. No Capítulo 2 será discutida mais detalhadamente a influência da sazonalização no Mecanismo de Realocação de Energia.

### 1.3 – Definições e Conceitos

Nesta Seção serão apresentados alguns conceitos e definições para facilitar o entendimento deste trabalho.

- **Energia Garantida do Sistema** – é a carga máxima que o sistema interligado consegue atender com um risco de déficit preestabelecido, em base anual.
- **Energia Assegurada** – é o montante de energia assegurada de uma usina, em MW médios anuais, e representa uma parcela da energia garantida do sistema. Os valores da energia assegurada das usinas participantes do MRE são homologados pela ANEEL.
- **Energia Assegurada Sazonalizada** – é o montante de energia assegurada discriminado em valores mensais (Figura 2).

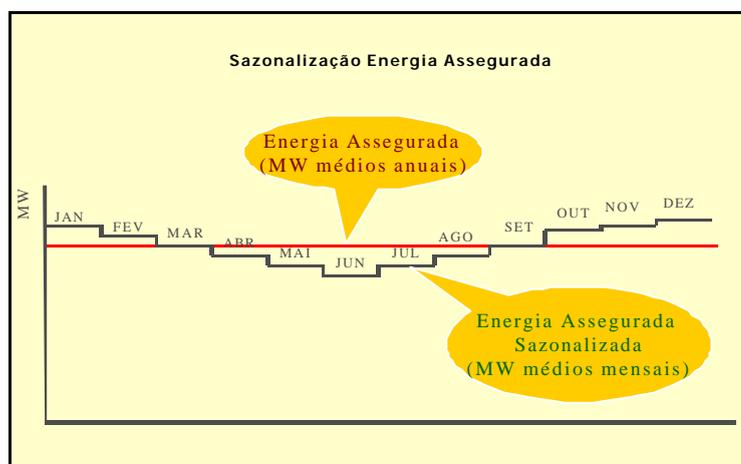
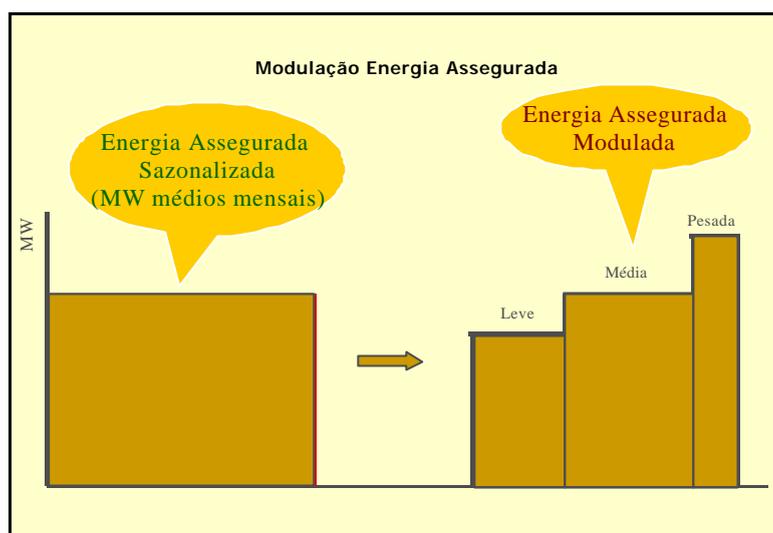


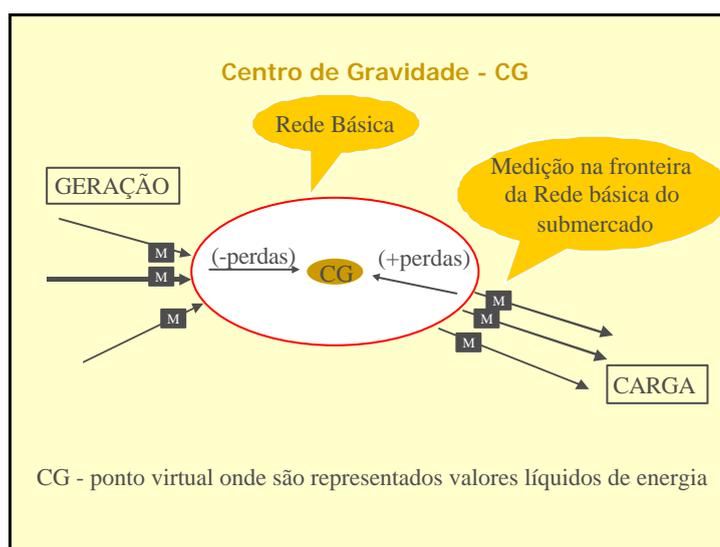
Figura 2 - Sazonalização da Energia Assegurada

- **Energia Assegurada Sazonalizada Modulada** – é o montante de energia assegurada sazonalizada discriminado por patamar de carga (Figura 3).



**Figura 3 - Energia Assegurada Modulada**

- **Modulação** – termo usado para representar a alocação diferenciada da energia em base horária e patamar de carga
- **Centro de Gravidade** – é uma barra virtual para cada submercado, onde são representados valores líquidos de energia (sem perdas), ou seja, valores de geração deduzidos das perdas de transmissão entre as usinas e a barra virtual, e valores de carga acrescidos das perdas de transmissão entre as cargas e a barra virtual (Figura 4).



**Figura 4 - Agregação Dados de Medição - Centro de Gravidade**

- 
- **Agregação de Dados de Medição** – é o procedimento das Regras de Mercado que a partir dos valores de energia medidos na fronteira da rede básica calcula valores líquidos de energia no Centro de Gravidade, rateando as perdas de transmissão da rede básica entre a geração e a carga.
  - **Energia Alocada** – é o resultado do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e define o montante de energia alocada para cada usina participante do MRE. A energia alocada é o somatório da energia assegurada ajustada com a energia secundária.
  - **Energia Assegurada Ajustada** – é o montante de energia obtido, no MRE, com a aplicação do fator de ajuste sobre o montante de energia assegurada sazonalizada.
  - **Energia Secundária** – a energia secundária ocorre quando a geração das usinas do MRE é maior que a energia assegurada sazonalizada, e a alocação em cada usina é proporcional ao montante da sua energia assegurada sazonalizada.

#### 1.4 – Estrutura do Trabalho

No Capítulo 2 serão apresentados tópicos sobre a nova estrutura do setor elétrico, destacando os órgãos e as respectivas atribuições. No Capítulo 3 será analisado o processo da sazonalização, mostrando as alternativas analisadas, e também será apresentada a função objetivo utilizada na solução do problema com o correspondente fluxograma simplificado do procedimento. No Capítulo 4 será apresentada a descrição do modelo computacional mostrando os diagramas de fluxo de dados e de entidades e relacionamentos. No Capítulo 5 será apresentado um caso exemplo, mostrando a preparação dos dados, os resultados produzidos pelo modelo e a comparação destes resultados com aqueles obtidos nos procedimentos anteriormente utilizados. No Capítulo 6 são comentados os resultados do trabalho e apresentadas sugestões para outras atividades relacionadas ao assunto. No Anexo 1 será apresentada a utilização do modelo, mostrando todas as telas de dados com as respectivas instruções para o correto preenchimento. No Anexo 2 são apresentados todos os relatórios

referentes ao caso exemplo do Capítulo 5, mostrando os dados de entrada, resultados intermediários, e os resultados finais da sazonalização.

---

## CAPÍTULO 2 – ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

### 2.1 – Introdução

O Setor de Energia Elétrica Brasileiro vive uma reestruturação profunda cujos principais objetivos são introduzir a competição na geração, garantir a continuidade do suprimento e atrair capital privado através da transferência de ativos de geração e distribuição para a iniciativa privada, conforme alternativas de competição no setor de energia elétrica, apresentadas por Hunt e Shuttleworth [5].

Este mercado competitivo deverá atrair novos investimentos, principalmente na construção de usinas geradoras de eletricidade, aumentando a capacidade de geração instalada no país. Assim, a oferta de eletricidade poderá acompanhar a demanda crescente dos últimos anos e regularizar os atuais níveis de déficit do sistema. A expectativa é que a hidreletricidade permaneça como fonte dominante de energia elétrica, mas também é esperado o aumento na participação de geração termelétrica na matriz energética brasileira. Este fato deve ocorrer devido à disponibilidade de gás natural através dos gasodutos que estão sendo implantados ao longo do país e dos desenvolvimentos e avanços tecnológicos na construção de usinas termelétricas usando turbinas a gás / ciclo combinado. Além disso, as usinas termelétricas são uma alternativa de curto prazo para o Brasil, já que o tempo de construção reduzido permitiria o aumento da oferta durante a transição para o mercado competitivo, minimizando com isto os riscos de déficit neste período.

O caso brasileiro é bastante diferente de países onde centrais termelétricas são dominantes, já que o sistema é predominantemente hidráulico, caracterizado por grandes reservatórios com capacidade de regulação plurianual, estruturado em cascatas complexas sobre várias bacias hidrográficas. Não se pode separar o problema de despacho termelétrico do hidrelétrico. Aqui uma termelétrica será despachada, por razões energéticas, se o preço *spot* da eletricidade for maior do que o seu custo operativo, onde o preço *spot* é calculado através da solução de um problema de otimização, ou será despachada por razões elétricas independente do preço *spot*. Em sistemas de base térmica, como o dos EUA, o preço *spot* que otimiza o sistema é dado pelo equilíbrio entre a oferta competitiva de energia no mercado e a demanda.

---

Este capítulo está estruturado da seguinte maneira: a Seção 2.2 discute o modelo organizacional e os principais agentes; a Seção 2.3 discute a formação e algumas características do preço *spot* de energia elétrica; a Seção 2.4 apresenta os novos papéis dos agentes do setor elétrico; a Seção 2.5 apresenta uma descrição sucinta do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); e a Seção 2.6 apresenta um exemplo de aplicação do MRE.

## 2.2 - A Nova Estrutura

A nova estrutura do setor elétrico brasileiro é caracterizada pela introdução da concorrência nas atividades de produção e comercialização de energia. Há o incentivo para a desverticalização das concessionárias através da separação das atividades de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia. Os ativos de transmissão e distribuição são encarados como monopólios naturais, com preços regulados. Os ativos de geração e distribuição estão sendo privatizados enquanto que a transmissão, a princípio, permanecerá nas mãos dos governos federal e estadual.

Esta formatação de mercado abre espaço para a presença da empresa comercializadora de energia elétrica. Esta empresa, que tem de passar pela aprovação do órgão regulador, normalmente não possui ativos de geração ou transmissão, ela simplesmente intermediará contratos de compra e venda de eletricidade. Outras entidades surgiram a fim de garantir o sucesso da nova estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro. Essas entidades têm funções bem definidas e trabalham com os objetivos comuns de melhor atender o consumidor (através da qualidade, desenvolvimentos tecnológicos e conseqüente diminuição dos custos), garantir a expansão do setor elétrico e aumentar a competitividade do País. As principais entidades são:

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - é o órgão regulador do Setor Elétrico Brasileiro, terá um papel importante na fiscalização e condução da nova estrutura organizacional do setor;
- Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) - é um órgão ligado ao Ministério das Minas e Energia (MME) cuja principal atribuição é

---

coordenar a elaboração do planejamento indicativo da expansão da geração e determinativo da expansão da transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB);

- Mercado Atacadista de Energia (MAE) – responsável pela formação do preço da energia elétrica no mercado à vista (*spot*) e sua comercialização e
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – responsável pelo despacho e otimização do sistema, além de arrecadar os encargos de transmissão.

O MAE e o ONS serão discutidos em maiores detalhes nas subseções a seguir.

### **2.2.1 - Mercado Atacadista de Energia (MAE)**

Um dos principais marcos da reestruturação do setor elétrico brasileiro foi a criação do Mercado Atacadista de Energia em agosto de 1998, e foi reformulado pela Medida Provisória Nº 29 de 7 de fevereiro de 2002 e pela Lei 10.433 de 24 de Abril de 2002. Na nova estrutura o MAE passa a ser uma empresa de direito privado, sem fins lucrativos, submetido à regulamentação por parte da ANEEL.

O MAE foi instituído para substituir o sistema de preços regulamentados de geração e contratos renováveis de suprimento, através da competição nos segmentos de produção e comercialização de energia elétrica. O MAE é o ambiente onde os produtores, comercializadores e grandes consumidores poderão realizar atividades de compra e venda de energia elétrica. Essas atividades dar-se-ão através de contratos bilaterais e contratos de curto prazo regulados pelo Acordo de Mercado [6], assinado por todos os agentes integrantes do MAE em 27 de agosto de 1998. A partir de 1º de março de 2002 os contratos passaram a ser regulados pela Convenção do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, instituída através da Resolução Nº 102 da ANEEL. Além disso, o MAE será responsável pela contabilização e liquidação da energia contratada.

---

Deverão participar do Mercado Atacadista de Energia, aqueles que se enquadrarem às seguintes regras:

- Titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- Titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica com mercado igual ou superior a 300 GWh/ano;
- Titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50 MW;

Será facultativa a participação no MAE dos titulares de autorização para autoprodução e cogeração com central geradora de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo e não sejam despachadas centralizadamente pelo ONS, por não terem influência significativa no processo de otimização energética dos sistemas interligados.

Será também facultativa a participação no MAE aos demais titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração; para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica; para importação e exportação de energia elétrica e consumidores livres.

Os Agentes de Transmissão não participam do MAE.

Resumidamente, podemos dizer que o MAE tem alguns objetivos e responsabilidades principais como:

- Estabelecer e conduzir eficientemente o Mercado (cumprindo sempre as disposições da Convenção do Mercado).
- Promover o desenvolvimento contínuo do Mercado.
- Tomar a co-responsabilidade pelo bom funcionamento e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

Para alcançar estes objetivos e exercer suas funções, o MAE precisa basicamente ter regras claras e um sistema tecnológico eficiente. O MAE tem suporte legal e regras de funciona-

---

mento previstas na Convenção do Mercado, um contrato multilateral assinado em agosto de 1998. Ele estabelece, dentre outras coisas, as diretrizes de funcionamento, regendo as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras, suas regras comerciais, as condições para alteração de seus termos, além de outras determinações relevantes.

As regras comerciais, denominadas Regras de Mercado, são complementares e integrantes da Convenção do Mercado e devem ser cumpridas obrigatoriamente por todos os Agentes do MAE. Foram desenvolvidas e aprovadas em 29 de fevereiro de 2000 pela Assembléia Geral do MAE em um processo de auto-regulamentação e homologadas pela ANEEL através da Resolução N° 290.

Para efeito de contabilização da energia e formação do preço, o mercado está dividido em submercados cujas fronteiras são definidas pelo ONS.

### **Assembléia Geral**

A Assembléia Geral é o órgão deliberativo superior do MAE. É composta por todos aqueles constantes da legislação vigente - concessionários, permissionários, autorizados e consumidores livres, bem como por todos aqueles interessados que preencham os requisitos da Convenção do Mercado e das resoluções ANEEL pertinentes, além de dois representantes dos Conselhos de Consumidores (um da Região N/NE e outro da Região S/SE/CO).

### **Conselho de Administração**

O Conselho de Administração do MAE é um órgão colegiado constituído por 5 (cinco) executivos profissionais.

### 2.2.2 - Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS foi criado em 1998, com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a Rede Básica de transmissão de energia em nosso país. Instituído pela lei 9.648/98 e pelo Decreto 2.655/98, o ONS teve seu funcionamento autorizado pela ANEEL, com a Resolução 351/98, e assumiu o controle da operação do SIN em 1º de março de 1999. O ONS atua como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, e opera o SIN por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia), seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos Procedimentos de Rede — aprovados pelos próprios agentes e homologados pela ANEEL.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é o órgão encarregado de promover a otimização da operação eletro-energética do Sistema Elétrico Brasileiro [7,8,9], visando alcançar o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade [10,11]. É também de responsabilidade do ONS garantir a todos os agentes do setor elétrico acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória.

A otimização hidrotérmica do sistema se dará dentro de programas diários, semanais e mensais de modo a refletir as características hidrológicas e elétricas do sistema brasileiro, necessitando para isso informações técnicas precisas. Os geradores hidrelétricos deverão fornecer ao ONS informações sobre os níveis de água dos reservatórios, vazões afluentes dos reservatórios e disponibilidades das turbinas. Já os geradores termelétricos fornecerão informações sobre a disponibilidade de suas máquinas, eficiência térmica, custos operacionais e de combustível.

Além da otimização e despacho do sistema, o ONS também será responsável pelo:

- Planejamento operacional da geração e transmissão em horizontes de tempo de até cinco anos;

- 
- Cobrança da tarifa de uso da rede de transmissão;
  - Remuneração dos prestadores de serviços de transmissão;

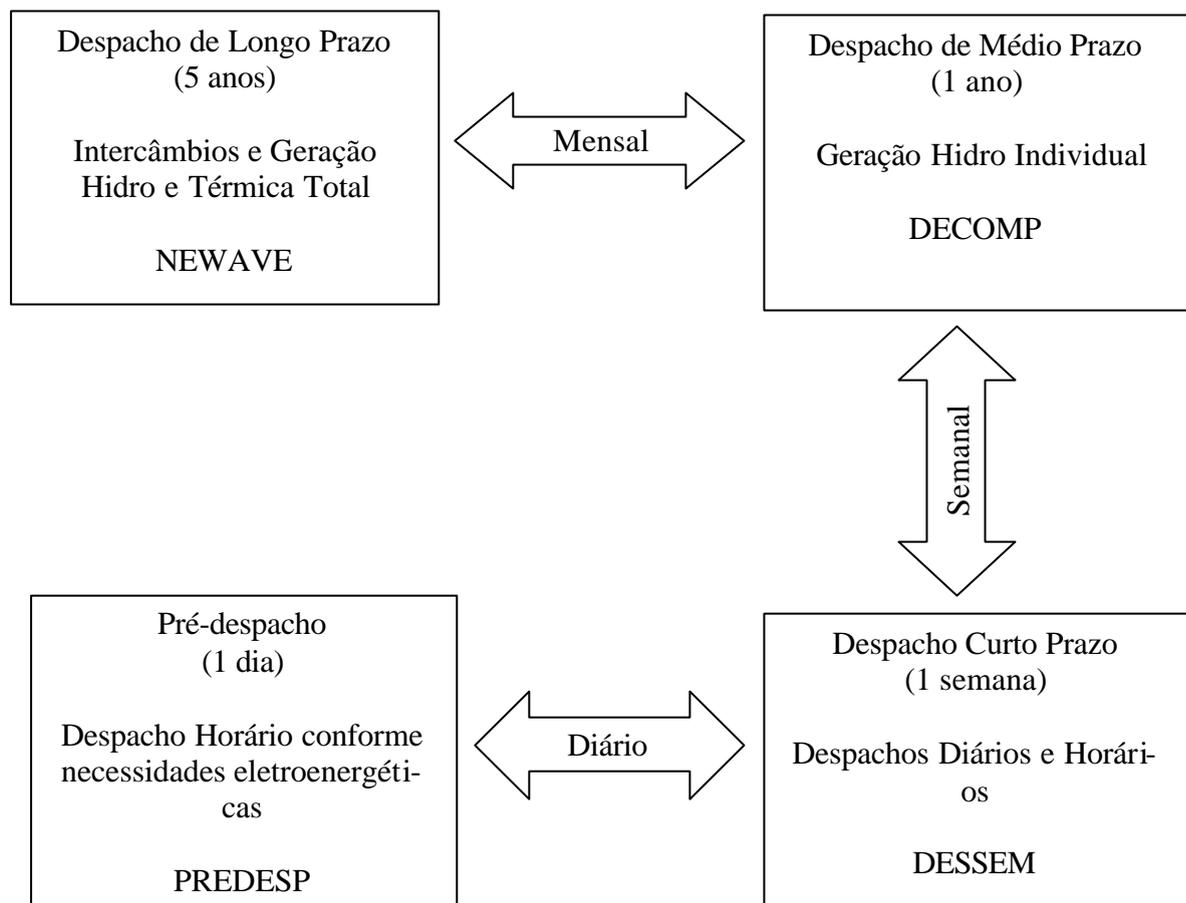
Com isso o ONS cria condições para que novos projetos de transmissão sejam licitados, além de permitir que os ativos de transmissão existentes sejam privatizados no futuro, mantendo consigo a responsabilidade da operação econômica do sistema.

### 2.3 - Preço *Spot* de Eletricidade

No Brasil, o MAE é o responsável pelo cálculo do preço *spot* de eletricidade. Para isto, ferramentas computacionais de despacho são usadas durante o processo de otimização do sistema [5]. O preço *spot* é calculado para quatro submercados (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste) definidos por restrições de transmissão.

O preço do MAE reflete o custo marginal do sistema, obtido a partir de modelos de otimização que consideram o despacho hidrotérmico. Ele leva em conta os custos de geração das usinas térmicas e o custo de racionamento de energia. O preço é calculado com base nas declarações de disponibilidade e custos operacionais das usinas. Em países onde o setor de energia elétrica foi reestruturado, a determinação do preço a vista da eletricidade é realizada através do cálculo do Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP). A utilização deste método em sistemas com predominância hidráulica, que é o caso brasileiro, apresenta uma dificuldade adicional devido à variabilidade das condições hidrológicas e a existência de reservatórios em cascata. Devido às características do sistema brasileiro e as distintas decisões a serem tomadas nos diversos horizontes, o planejamento da operação é dividido em quatro etapas, conforme ilustrado na Figura 5, a seguir.

Esta figura também apresenta os principais modelos eletro-energéticos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), para o ONS e o MAE.



**Figura 5 – Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico**

Estes sistemas computacionais são desenvolvidos levando-se em conta características importantes da operação de sistemas hidro-térmicos, tais como:

- Acoplamento temporal - a operação de uma usina hidrelétrica depende do uso futuro da água, sua disponibilidade e valor;

- 
- Variáveis estocásticas – as afluências nos reservatórios, a oferta e a demanda por eletricidade são variáveis aleatórias.

#### **2.4 - Os Novos Papéis dos Agentes do Setor Elétrico**

- Geração: A atividade é aberta à competição na comercialização de energia elétrica. Não é atividade regulada, todavia seus direitos e obrigações estão contidos nos contratos de concessão ou na autorização, conforme o caso, nos termos da legislação vigente. Todos os geradores têm a garantia de livre acesso aos sistemas de transporte (transmissão e distribuição).
- Transmissão: As redes de transmissão agora constituem-se em vias de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer agente, pagando a devida remuneração ao proprietário (pedágio por cada watt que passa pela malha). O pagamento pelo uso da rede deve estimular o ingresso de novos geradores e consumidores, bem como a entrada de novos agentes por licitação. Neste novo ambiente destaca-se a garantia do livre acesso às redes de transmissão, desde que consultado o ONS.
- Distribuição: A distribuição é atividade regulada técnica e economicamente pela ANEEL e, assim como as redes de transmissão, deve conceder liberdade de acesso a todos os agentes do mercado, sem discriminação. Todo consumidor localizado na zona geográfica de abrangência da distribuidora tem o direito de se conectar à rede de distribuição, e a empresa é obrigada a prestar um serviço de qualidade, independente do consumidor comprar dela ou de qualquer outra comercializadora.
- Comercialização: Com a reestruturação do setor elétrico surgiu a figura do comercializador de energia, responsável pela compra, importação, exportação e venda de energia elétrica a outros comercializadores ou a consumidores livres, através de contratos de longo prazo ou no mercado "*spot*" com os preços livremente negociados de acordo com o montante de energia. Esta atividade, da mesma forma que a geração, está aberta à competição.

- **Produtor Independente:** Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da produção por sua conta e risco.
- **Consumidor livre:** Atualmente, empresas com demanda instalada maior ou igual a 2,5 MW e atendimento de tensão de no mínimo 13,8 kV são consideradas consumidores livres, ou seja, estão legalmente autorizadas a escolher o fornecedor de energia elétrica que lhe oferecer melhores condições gerando economia para a empresa.

## **2.5 – Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)**

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) será discutido brevemente por estar diretamente relacionado com a Energia Assegurada Sazonalizada das usinas.

Como visto, o sistema de geração no Brasil é predominantemente hidrelétrico e o despacho das usinas é feito de forma centralizada e otimizada. Este despacho, na concepção do novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro, é atribuição do ONS, portanto tira a decisão de despacho dos proprietários das usinas. Para neutralizar as consequências acarretadas pelo despacho otimizado centralizado, foi criado o MRE que é um instrumento de compartilhamento do risco hidrológico entre todas as usinas participantes deste mecanismo, as quais são todas as usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada, as pequenas centrais hidrelétricas que optarem em participar do mecanismo e as usinas térmicas participantes da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis)<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> CCC – A Conta de Consumo de Combustíveis administrada pela Eletrobrás paga o combustível das usinas térmicas e cobra estes custos das distribuidoras de energia e estas por sua vez repassam estes custos aos consumidores via tarifa. Com esse procedimento as usinas termelétricas nessa condição se equiparam às hidrelétricas.

---

Com o MRE pretende-se otimizar o aproveitamento dos recursos hídricos do sistema sem prejudicar os geradores individualmente, ou seja, se uma usina não for despachada com o objetivo de armazenar água para uso futuro, e outras usinas que têm maior disponibilidade de água são despachadas, então deve existir uma maneira de alocar a energia gerada pelo sistema como um todo, em todas as usinas participantes do processo de otimização, independentemente dos montantes efetivamente gerados em cada usina. Para operacionalizar o MRE é necessária a definição da energia assegurada de cada usina (“placa”), que vai ser a referência para aplicar o mecanismo de realocação de energia entre as usinas.

A determinação da energia assegurada das usinas é obtida a partir da simulação dos modelos matemáticos NEWAVE, OPUS e MSUI. Nestas simulações [13,14,15] são utilizadas metodologias, premissas e critérios tais como risco de déficit, taxas de indisponibilidades das unidades geradoras, períodos críticos, limites de intercâmbios entre subsistemas, séries de vazões, cronograma de expansão, entre outros. Das simulações do NEWAVE obtém-se a energia garantida do sistema, e das simulações dos modelos OPUS e MSUI obtém-se a energia assegurada das usinas, ou seja, a repartição da energia garantida entre as usinas participantes.

A legislação do Setor Elétrico Brasileiro estabelece que a revisão dos valores da energia assegurada das usinas deva ocorrer de 5 em 5 anos ou na ocorrência de fatos relevantes, e a variação dos valores não poderá ser maior que 5% em cada revisão e nem maior que 10% no período total da concessão.

Em 1998 foi definida a energia assegurada das usinas para o período 1998-2002 e também para o período após 2002. Para o período 1998-2002, período de transição, para o qual foram estabelecidos os contratos iniciais, foi estabelecido pela ANEEL que a energia assegurada das usinas deve ser equivalente a 95% da energia garantida calculada pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI e pelo Comitê Coordenador de Operações Norte e Nordeste – CCON. Para o período após 2002 as simulações contemplaram outros critérios para determinar a energia garantida do sistema [16], e a energia assegurada das usinas foi calculada proporcionalmente à energia firme de cada usina.

---

Atualmente estão em andamento várias tarefas que fazem parte do Projeto de Revitalização do Setor Elétrico Brasileiro e dentre estas atividades uma trata da revisão da metodologia de determinação da energia assegurada das usinas.

Uma vez conhecidas as energias asseguradas das usinas, a sazonalização consiste no procedimento de determinação dos montantes mensais de energia assegurada que por sua vez são modulados por patamar de carga e utilizados na aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, conforme definido no Capítulo 7 das Regras de Mercado.

De acordo com as Regras de Mercado vigentes, o Mecanismo de Realocação de Energia é aplicado por patamar de carga (leve, média e pesada), em cada mês de contabilização. Na verdade o MRE é aplicado em base horária, porém, os processos de modulação da energia assegurada das usinas e de agregação dos dados de medição resultam em valores iguais para todos os horários pertencentes a um mesmo patamar de carga.

Para a aplicação do MRE devem ser conhecidos os montantes de energia assegurada sazonalizada modulada e de energia efetivamente gerada em cada usina, referenciados ao centros de gravidade dos seus respectivos submercados. Os montantes de energia assegurada sazonalizada modulada por patamar de carga, referenciados ao centro de gravidade, são obtidos no processo de modulação da energia assegurada sazonalizada das usinas (Cap. 12 das Regras de Mercado) e os montantes de energia gerada, referenciados ao centro de gravidade, são obtidos no processo de agregação de dados de medição (Cap. 4 das Regras de Mercado). O processo da modulação utiliza como dados de entrada os montantes de energia assegurada sazonalizada, obtidos no processo da sazonalização. Por sua vez, o processo da sazonalização utiliza como dados de entrada a energia assegurada das usinas, valores homologados pela ANEEL, em MW médios anuais.

O primeiro passo da aplicação do MRE consiste no cálculo do total da energia assegurada modulada das usinas e do total da energia efetivamente gerada por estas usinas, em cada

---

patamar de carga. O segundo passo consiste em comparar a energia assegurada com a energia gerada e desta comparação podem ocorrer duas situações:

- Energia Gerada maior que Energia Assegurada Modulada → neste caso o fator de ajuste da energia assegurada será igual a 1 (um) e consequentemente a energia assegurada ajustada será igual à energia assegurada, e ainda haverá alocação de energia secundária<sup>5</sup>.
- Energia Gerada menor que Energia Assegurada Modulada → neste caso o fator de ajuste (Energia Gerada / Energia Assegurada) será menor que 1 (um) e consequentemente a energia assegurada ajustada será menor do que a energia assegurada, não havendo energia secundária.

O objetivo neste ponto não é apresentar todo Mecanismo de Realocação de Energia, e sim mostrar que a sazonalização da energia assegurada pode gerar situações nas quais a energia alocada pelo MRE é menor que a energia assegurada, mesmo em condições normais de hidrologia e de operação do sistema elétrico interligado.

A curva de geração das usinas participantes do MRE, em condições normais, apresenta perfil semelhante ao da carga total do sistema interligado. Quando a sazonalização não segue o perfil da curva de carga pode haver energia secundária ou redução da energia assegurada. Quando em determinado mês de contabilização o montante total da energia assegurada prevista for maior que a geração efetiva conjunta das usinas, ocorrerá redução da energia assegurada, e aqueles geradores que comprometeram a totalidade de sua energia assegurada prevista ficarão expostos no MAE<sup>6</sup>, e se for um mês em que o preço MAE é alto, o prejuízo pode ser significativo. Por outro lado, se para um determinado mês de contabilização o montante de energia assegurada prevista for menor do que a geração efetiva conjunta das usinas, mantém-se a energia assegurada, resultando a diferença em energia secundária que

---

<sup>5</sup> A energia secundária ocorre quando as usinas participantes do MRE geram mais do que a energia assegurada prevista, e é igual a diferença entre a energia gerada e a energia assegurada.

<sup>6</sup> Ficar exposto no MAE significa neste caso que, para honrar seus compromissos, o gerador precisa comprar a energia faltante pelo preço *spot*.

será alocada às usinas proporcionalmente aos montantes da sua energia assegurada. Neste caso, esta energia secundária poderá ser vendida pelo preço “*spot*” no MAE. Em condições normais ocorre energia secundária quando existe abundância de água e consequentemente com preço MAE baixo.

Ao final de um ano de contabilizações, em condições normais, pode ocorrer um prejuízo financeiro para os geradores que tiveram redução da energia assegurada nos meses com preço MAE alto e tiveram energia secundária nos meses com preço *spot* baixo.

## **2.6 – Exemplo de Sazonalização e Aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)**

A seguir são mostrados exemplos de sazonalização da energia assegurada e possíveis impactos decorrentes da aplicação do MRE.

Para simplificar, no exemplo serão considerados 2 (dois) geradores que alimentam uma carga constante de 110 MW médios ao longo de todos os meses do ano, sendo que o Gerador 1 tem uma usina participante do MRE com energia assegurada de 20 MW médios anuais, o Gerador 2 tem uma usina participante do MRE com energia assegurada de 80 MW médios anuais, e que os 10 MW médios restantes são de usinas fora do MRE. A partir destas considerações foram elaboradas tabelas de sazonalização da energia assegurada e da geração verificada em cada usina. Com os dados da energia assegurada e da geração verificada foram calculadas a energia assegurada ajustada e a energia secundária.

Os cálculos abaixo são realizados para cada mês:

Se  $GERADA \geq EASS$  então,

$$EASS\_AJU_i = EASS_i$$

$$E\_SEC = GERADA - EASS$$

---

$$E\_SECi = E\_SEC * EASSi / EASS$$

Se  $GERADA < EASS$  então,

$$EASS\_AJUi = EASSi * GERADA / EASS$$

$$E\_SECi = 0$$

Onde:

$EASS$  – Somatório da Energia Assegurada Sazonalizada de todas as usinas do MRE

$GERADA$  – Somatório da energia gerada de todas as usinas do MRE

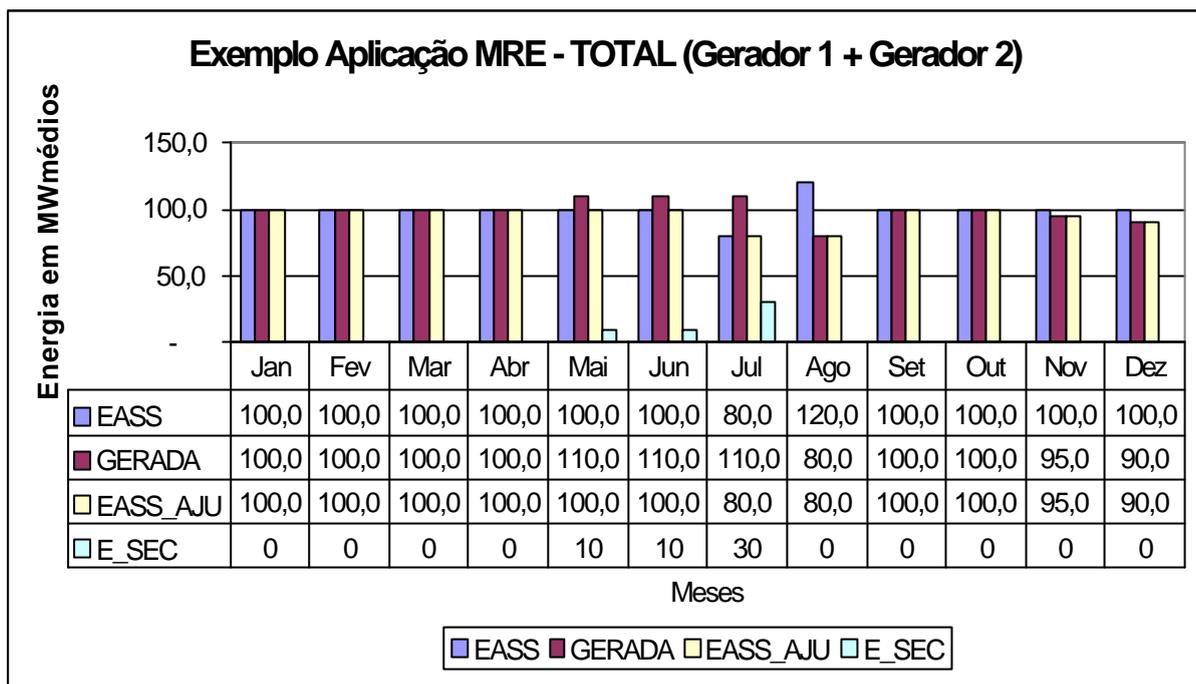
$EASSi$  – Energia Assegurada Sazonalizada da usina  $i$ , participante do MRE

$EASS\_AJUi$  – Energia Assegurada Ajustada da usina  $i$ , participante do MRE

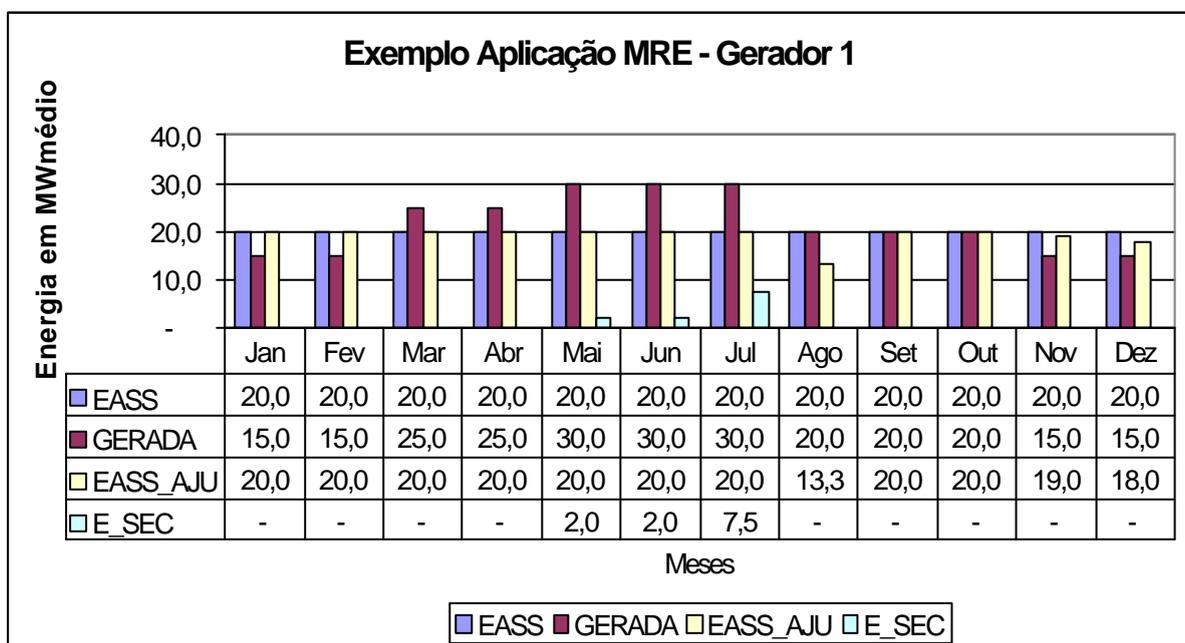
$E\_SECi$  – Energia Secundária da usina  $i$

$E\_SEC$  – Somatório da Energia Secundária de todas as usinas do MRE

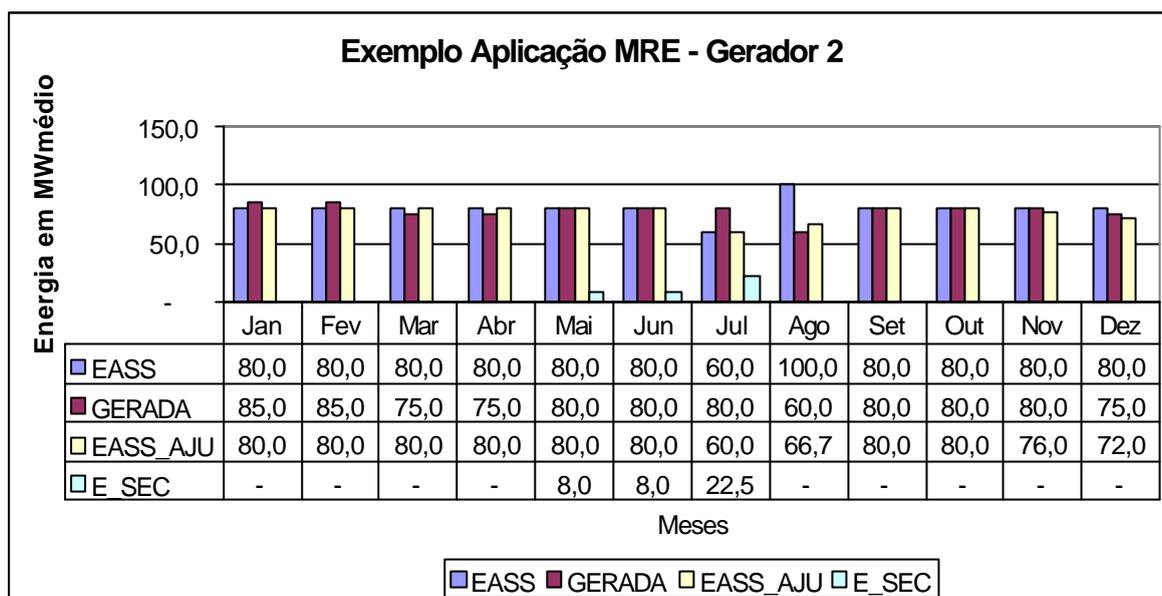
A seguir são apresentados os dados e os gráficos para o MRE total, e também para cada um dos geradores individualmente.



**Figura 6 - Exemplo Aplicação MRE (Total)**



**Figura 7 - Exemplo Aplicação MRE - Gerador 1**



**Figura 8 - Exemplo Aplicação MRE - Gerador 2**

Considerando que a carga é constante em todos os meses do ano, a sazonalização da energia assegurada para o Gerador 1 resultou em valores constantes para todos os meses do ano. Porém, para o Gerador 2 foi efetuado um deslocamento da energia assegurada sazonalizada de forma que no mês de julho houve redução da energia assegurada sendo esta aumentada para o mês de agosto.

Analisando-se os reflexos causados pela sazonalização do Gerador 2 para os meses de julho e agosto, observa-se na planilha com o MRE total que no mês de julho após aplicação do MRE, resultou energia secundária, e no mês de agosto houve uma redução da energia assegurada. Nas planilhas individuais dos geradores 1 e 2 verificamos que no mês de agosto a redução da energia assegurada foi de 33%, porém, para o Gerador 1 o impacto foi pior porque esperava uma energia assegurada ajustada da ordem de 20 MW médios (compromissos contratuais) e houve uma redução de 33% enquanto que para o gerador 2 que necessitava de uma energia assegurada ajustada da ordem de 80 MW médios (compromissos contratuais) e foram alocados 66,7 MW médios, uma redução de 16,65%. O Gerador 2, devido a sua sazonalização, causou uma redução da energia assegurada para todos os geradores, mas, ele próprio ficou relativamente menos exposto no MAE do que o Gerador 1.

Da análise do exemplo acima pode-se concluir que um gerador com energia não comprometida com contratos poderia efetuar uma sazonalização com menor alocação de energia assegurada nos meses úmidos e maior alocação de energia assegurada nos meses secos, respeitando as restrições do processo da sazonalização definidas nas Regras de Mercado. Adotando este critério de sazonalização para as usinas participantes do MRE, as consequências serão o aumento da energia secundária nos meses úmidos e uma maior redução da energia assegurada nos meses secos. Esta estratégia pode trazer bons resultados se a previsão dos meses úmidos/secos for boa, porém, os resultados podem ser desastrosos ocorrendo o contrário.

## CAPÍTULO 3 – ANÁLISE DO PROCESSO DA SAZONALIZAÇÃO

### 3.1 – Introdução

A sazonalização da energia assegurada das usinas consiste em alocar blocos mensais de energia para cada usina, respeitando a energia assegurada anual e a disponibilidade das unidades geradoras. Para as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), a ANEEL, através de resolução, homologa a energia assegurada anual em MW médios [16]. A energia assegurada de cada usina é definida como uma fração da energia assegurada total do sistema, obtida através de simulações com um risco de déficit pré- estabelecido e regras aprovadas pela ANEEL [13,14,15]. O valor da energia assegurada de cada usina será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes. Em cada revisão a redução não poderá ser superior a 5%, e a redução total durante o período da concessão não poderá ser superior a 10 %. No momento atual estamos vivendo uma fase de transição do modelo, para a qual foram definidos Contratos Iniciais entre geradores e distribuidoras ou entre geradores. Os montantes de energia dos Contratos Iniciais foram lastreados na energia assegurada das usinas participantes do MRE e de outras usinas não participantes do MRE, para as quais também foi considerado um montante de energia assegurada. Os Contratos Iniciais são sazonalizados de acordo com a previsão da carga própria das empresas distribuidoras [18], apuradas no sistema SIMPLES<sup>7</sup> do CTEM<sup>8</sup>/GTEA<sup>9</sup>, ou através de negociação entre geradores e distribuidores.

Cada agente de geração, de posse dos dados da energia assegurada anual das suas usinas, dos Contratos Iniciais sazonalizados, do programa de manutenções preventivas das unidades geradoras, da reserva de potência, do consumo interno das usinas, das perdas de transmissão consideradas nos Contratos Iniciais e dos índices de indisponibilidade forçada das unidades geradoras, deve alocar os blocos mensais de energia assegurada para cada usina.

---

<sup>7</sup> SIMPLES – Sistema de Informações de Mercado para o Planejamento do Setor Elétrico

<sup>8</sup> CTEM – Comitê Técnico para Estudos de Mercado

<sup>9</sup> GTEA – Grupo de Trabalho de Estatísticas e Acompanhamento

---

A sazonalização da energia assegurada das usinas deve considerar que a aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia depende dos índices de disponibilidade das usinas nos últimos 12 meses (média móvel), portanto, a alocação dos blocos mensais deve ser proporcional à disponibilidade da usina em cada mês para minimizar os riscos de redução de energia na aplicação do MRE [17]. Para as usinas fora do MRE todas as indisponibilidades significam a compra de energia para honrar os contratos; esta compra poderá ser no MAE ou através de contratos bilaterais.

A sazonalização da energia assegurada das usinas, de maneira simplificada, consiste em preencher uma matriz (Figura 9), onde cada elemento da matriz representa um montante mensal de energia assegurada sazonalizada de uma usina, porém, este preenchimento deve atender várias restrições, destacando-se as seguintes:

- somatório dos montantes mensais de energia de cada usina (linha da matriz) deve ser igual à energia assegurada anual homologada pela ANEEL em termos de MW médios anuais para cada usina;
- somatório dos montantes de todas as usinas em cada mês (coluna da matriz) deve ser igual ou maior aos requisitos de carga (contratos, consumo interno e perdas de transmissão);
- o montante mensal de energia assegurada sazonalizada de cada usina (cada elemento da matriz), em MW médios, deve ser menor ou igual à potência nominal instalada descontadas as manutenções preventivas, a reserva de potência e a TEIF (Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada).

A TEIF de cada usina é calculada a partir dos dados históricos de ocorrências de indisponibilidades forçadas das unidades geradoras. É calculada como segue:

$$\text{TEIF} = \frac{\sum_{i=1}^{\text{no}} t_i * \text{PI}_i}{T * \text{CAP}}$$

Onde:

no: representa o número de ocorrências de indisponibilidades forçadas no período T

t<sub>i</sub>: é o tempo da duração da indisponibilidade forçada “i”

PI<sub>i</sub> é a potência indisponível da ocorrência “i”

T: representa o período de dados históricos analisados para determinar a TEIF

CAP: representa a capacidade nominal da usina

Usina	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
A	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	EA_A
B	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	EA_B
C	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	EA_C
.													.
.													.
.													.
Carga	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09	C10	C11	C12	

**Figura 9 - Matriz de Sazonalização da Energia Assegurada**

Além das restrições acima citadas, o objetivo maior é minimizar os riscos de penalizações por indisponibilidades forçadas das unidades geradoras. A preocupação é maior com as usinas participantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), uma vez que a realocação da energia assegurada não será plena, caso a usina apresente uma indisponibilidade acumulada nos últimos 12 meses (média móvel) superior aos limites permitidos, que são as taxas de indisponibilidade programada e de indisponibilidade forçada utilizados nas simula-

---

ções para a determinação da energia garantida do sistema. Para minimizar os riscos, a solução consiste na distribuição da folga entre a disponibilidade e a energia assegurada proporcionalmente ao montante da disponibilidade de cada usina em cada mês. Desta forma a relação entre a energia assegurada e a disponibilidade é constante em todos os meses do ano, ou seja, o risco de penalizações por indisponibilidades forçadas está uniformemente distribuído entre todos os meses do ano. O uso deste critério de alocação para todas as usinas certamente não atenderá a carga em todos os meses, ou seja, nada garante que o somatório das energias asseguradas das usinas seja igual ou maior que a carga em todos os meses do ano.

Na Seção 3.2 serão apresentados os critérios de alocação dos blocos de mensais de energia utilizados no modelo, e na Seção 3.3 será apresentada a solução adotada com o respectivo fluxograma do algoritmo de aproximação da solução do problema de minimização.

### 3.2 – Análise dos Critérios para Sazonalização da Energia Assegurada

Dentre os critérios que poderão ser utilizados para a sazonalização da energia assegurada das usinas, levando sempre em consideração que a carga (contratos, consumo interno e perdas de transmissão ) deve ser atendida, vamos analisar alguns critérios procurando mostrar as vantagens e as desvantagens de cada um.

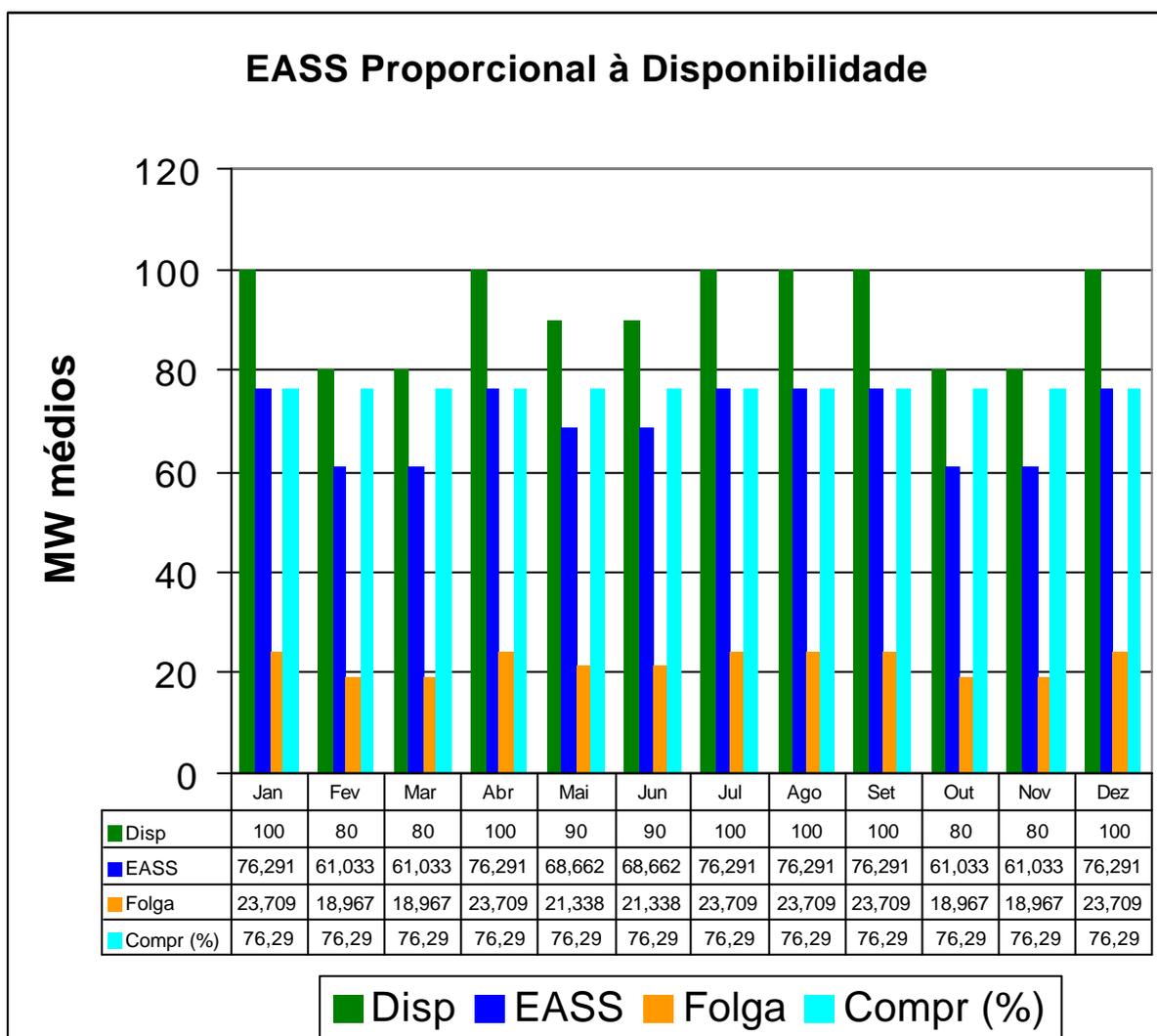
Em todos os critérios analisados utilizou-se para exemplo uma usina com capacidade instalada de 100 MW, energia assegurada de 70 MW médios anuais, e algumas alocações de manutenções, resultando nos dados apresentados nas figuras 10, 11 e 12, nas quais se destaca a cada mês a disponibilidade em MW médios, a energia assegurada EASS também em MW médios, e a folga, como sendo a diferença dos valores acima, e o comprometimento percentual da EASS em relação à disponibilidade.

Nos gráficos das figuras 10, 11 e 12 são apresentados os seguintes valores, em base mensal:

- **Disp** – disponibilidade, em MW médios
- **EASS** – energia assegurada, em MW médios
- **Folga** – folga de energia (Disp – EASS), em MW médios
- **Compr** – relação entre a energia assegurada e a energia disponível, em %
- **Carga** – consumo, em MW médios

### 3.2.1 – Energia Assegurada Proporcional à Disponibilidade

Este critério aloca os blocos mensais de energia proporcionalmente à disponibilidade da usina em cada mês, conforme mostrado na Figura 10.

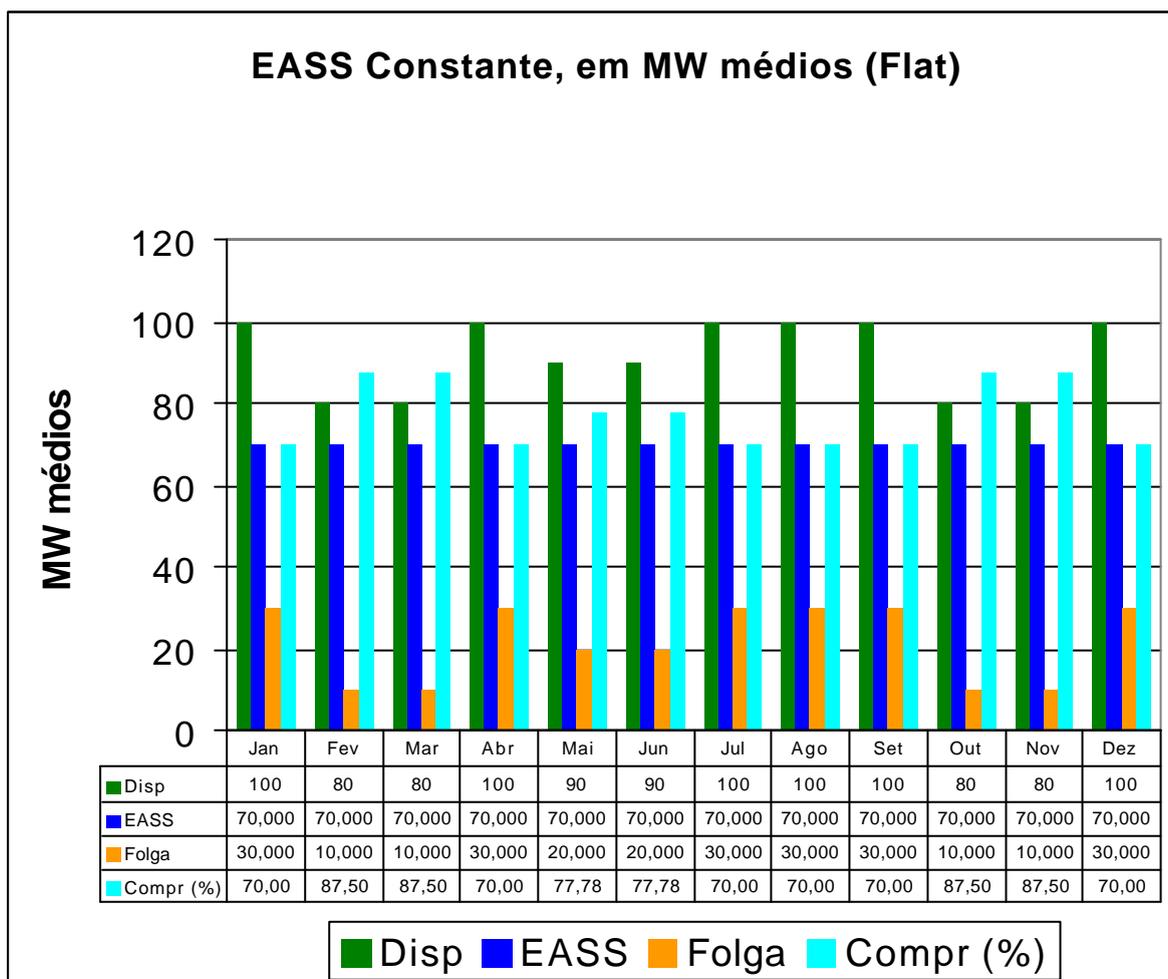


**Figura 10 – Alocação da Energia Assegurada proporcional à disponibilidade**

Pode-se observar que este critério tem a vantagem de manter constante a relação entre a energia assegurada e a disponibilidade em todos os meses do ano, porém, o problema é que este critério não pode ser utilizado em todas as usinas de uma empresa geradora, porque certamente ocorrerá violação da restrição do atendimento mensal da carga.

### 3.2.2 – Energia Assegurada Proporcional ao Número de Horas do Mês

Neste critério a energia assegurada anual é distribuída entre todos os meses proporcionalmente ao número de horas de cada mês, ou seja, alocação “flat” conforme mostrado na Figura 11.

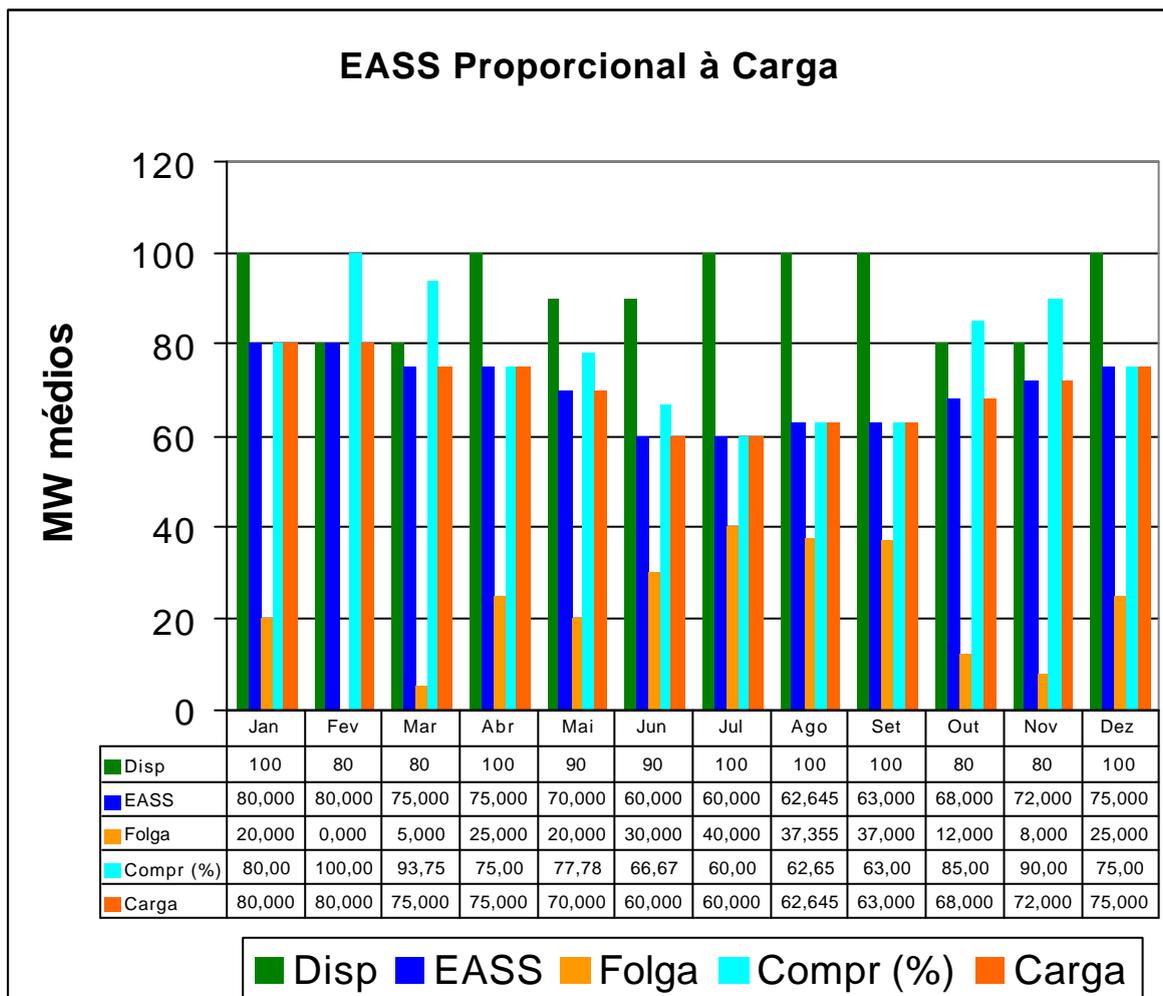


**Figura 11 – Alocação da Energia Assegurada proporcional ao número de horas do mês**

Este critério apresenta um problema que é a não observância das disponibilidades mensais, e conseqüentemente as manutenções de duração mais longa podem gerar indisponibilidades que exigem compras de energia para honrar os contratos. É importante lembrar que para as interconexões internacionais este critério de alocação deve ser utilizado por determinação da ANEEL e estabelecido nas Regras de Mercado.

### 3.2.3 – Energia Assegurada Proporcional à Carga

Neste critério os blocos mensais de energia são alocados proporcionalmente aos requisitos de energia em cada mês, conforme Figura 12. A carga de 70 MW médios tem sazonalidade conforme apresentado na tabela de dados.



**Figura 12 – Alocação da Energia Assegurada proporcional à carga de cada mês**

O uso deste critério apresenta um problema que é a não observância das disponibilidades mensais, e conseqüentemente as indisponibilidades podem resultar em penalizações na aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia, diminuindo a energia assegurada alocada. A vantagem deste critério é que permite uma sazonalização que atende aos requisitos da carga em cada mês.

### **3.3 – Descrição da Solução Adotada**

O desenvolvimento deste trabalho consiste na busca da solução do problema da sazonalização da energia assegurada das usinas de uma empresa geradora, utilizando para cada usina um critério de alocação dos blocos mensais de energia assegurada, que minimize os riscos de penalizações por indisponibilidades.

Além da solução do problema da sazonalização, também são objetivos deste trabalho construir um modelo com interface amigável para a entrada dos dados, o processamento da sazonalização e a análise dos resultados.

Para efetuar a sazonalização da energia assegurada e minimizar os riscos de penalizações na aplicação do mecanismo de realocação de energia devido às indisponibilidades das unidades geradoras foi definida uma função objetivo para ser minimizada e um conjunto de restrições de igualdade, conforme apresentado nas Seções 3.3.1 e 3.3.2. Para implementar a solução do problema foi elaborado o algoritmo apresentado na Seção 3.3.2.

#### **3.3.1 – Função Objetivo**

O problema consiste na alocação de recursos em estágios com restrições de igualdade sujeito a uma função objetivo de nivelamento de um índice de desempenho calculado em cada estágio.

O recurso que o modelo visa alocar é a energia assegurada mensal de cada usina e o objetivo é nivelar o risco de penalização ao longo de todos os meses do ano através do nivelamento do índice de desempenho. O índice de desempenho pode ser definido como a relação entre o recurso alocado e um parâmetro de referência. O parâmetro de referência para cada mês poderia ser a capacidade instalada da usina ou a capacidade disponível para produção em cada mês. Considerando que os critérios para a aplicação das penalizações são a comparação dos índices de indisponibilidade (programada e forçada) utilizados nas simulações que

---

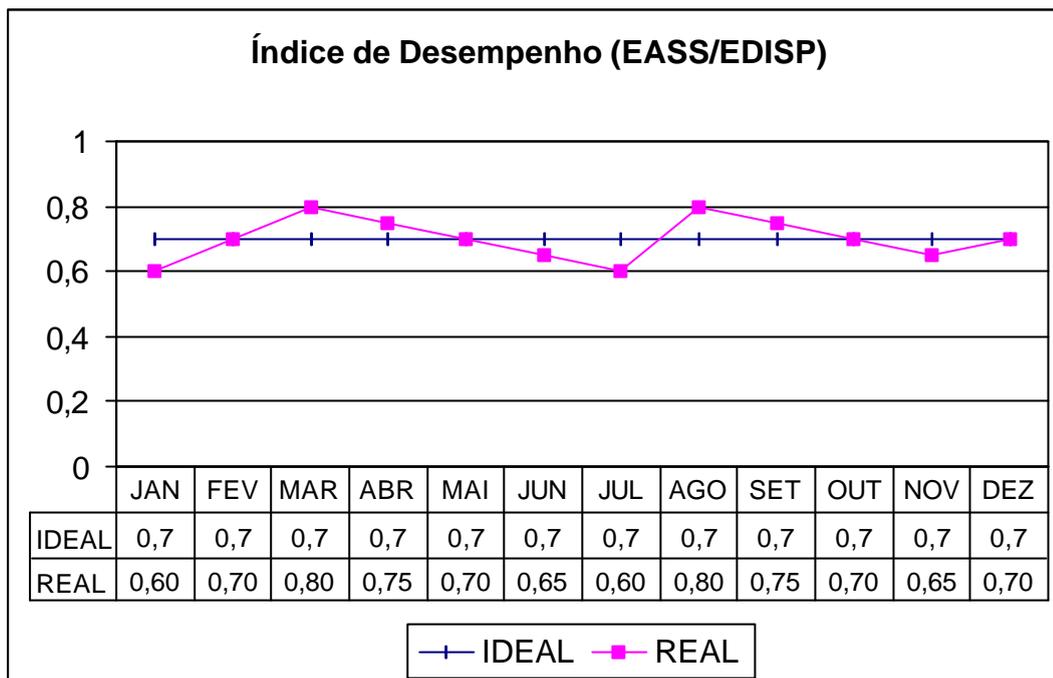
determinaram a energia assegurada com os índices efetivamente verificados durante a operação do sistema, foi escolhido como parâmetro de referência a capacidade disponível para produção de energia.

A capacidade disponível equivale à capacidade instalada menos as indisponibilidades programadas (programa de manutenções preventivas), as indisponibilidades forçadas (representadas pela taxa de indisponibilidade forçada -TEIF), e a reserva de potência estabelecida nas Regras de Mercado.

Considerando que o ideal seria que, para todas as usinas, a relação entre a energia assegurada e a disponibilidade (índice de desempenho) fosse constante em todos os meses do ano, procurou-se minimizar os desvios em relação ao valor ideal. A minimização dos desvios pode ser alcançada minimizando a soma dos valores absolutos de diferenças consecutivas do índice de desempenho de cada estágio e usina.

Para exemplificar, a 13 apresenta um gráfico com duas curvas de índices de desempenho, uma com o índice ideal, e outra com um índice mais próximo da realidade da operação do sistema elétrico. No mundo real tanto a carga como disponibilidade variam ao longo dos meses do ano, conseqüentemente o índice de desempenho também varia a cada mês. Para os dados das curvas apresentadas a soma dos valores absolutos de diferenças consecutivos é nula para o caso do índice ideal, e vale 0,8 para a curva que apresenta o índice do mundo real.

À medida que os índices de cada mês se aproximam do valor ideal, a soma dos valores absolutos das diferenças vai decrescendo e será nula quando todos forem iguais ao valor ideal, ou seja, quando o índice for constante ao longo dos meses.



**Figura 13 – Índices de Desempenho EASS/EDISP**

Para a solução do problema de minimização do risco de penalizações foi definida a função objetivo abaixo:

$$\text{Min } C = \sum_{i=1}^{\text{nu}} \sum_{m=2}^{12} \left| \text{EASS}_{i,m} / \text{EDISP}_{i,m} - \text{EASS}_{i,m-1} / \text{EDISP}_{i,m-1} \right| \quad (1)$$

Onde:

- **C** – Somatório dos módulos das diferenças entre as razões EASS/EDISP entre meses consecutivos, de todas as usinas
- **nu** – Número de Usinas
- **EASS** – (variável de decisão) Energia Assegurada de uma usina para o período de um mês, em MWh.
- **EDISP** – Energia Disponível de uma usina no período de um mês, em MWh

### 3.3.2 – Restrições de Igualdade

A solução do problema deve também atender as seguintes restrições de igualdade:

$$\sum_{m=1}^{12} EASS_{i,m} = PASS_i * HA \quad \text{para } i=1,nu \quad (2)$$

$$EDISP_{i,m} = \{ [(PN_i * HM - PM_{i,m} * HPM_{i,m}) / HM_m] * (1 - TEIF_i) * (1 - RP) \} * HM_m$$

Para  $i=1,nu$  e  $m=1,12$  (3)

$$\sum_{i=1}^{nu} EASS_{i,m} = \sum_{j=1}^{nc} CONTRATO_{j,m} + ECI_m + EPT_m + RCON_m \quad \text{para } m=1,12 \quad (4)$$

$$\sum_{m=1}^{12} ECI_m = PCI * HA \quad (5)$$

$$\sum_{m=1}^{12} EPT_m = PPT * HA \quad (6)$$

Onde:

- **nc** - Número de contratos
- **EASS** - Energia Assegurada de uma usina para o período de um mês, em MWh
- **EDISP** - Energia Disponível de uma usina no período de um mês, em MWh
- **PASS** - Energia assegurada de uma usina, em MW médios anuais
- **HA** - Período de um ano, em horas
- **HM** - Período de um mês, em horas
- **PN** - Potência nominal da usina, em MW
- **PM** - Potência em manutenção programada, em MW
- **HPM** - Duração da manutenção programada, em horas
- **TEIF** - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada, em taxa unitária
- **RP** - Reserva de Potência, em taxa unitária
- **ECI** - Energia de Consumo Interno, em MWh
- **EPT** - Energia de Perdas de Transmissão, em MWh

- **PCI** – Potência do consumo interno, em MW médios anuais
- **PPT** – Potência das perdas de transmissão, em MW médios anuais
- **RCON** - Reserva de contrato (diferença entre energia assegurada e compromissos), em MWh.

### 3.3.3 – Algoritmo da Solução

Para a escolha da solução foram analisadas alternativas de utilização de técnicas de otimização já consagradas e a construção de algoritmos de aproximação. Devido às características do problema foi adotada a implementação de um algoritmo heurístico de convergência monotônica com aproximações sucessivas, do tipo “branch and bound”.

A implementação da solução do problema pode ser visualizada no fluxograma abaixo, que apresenta de forma resumida os principais procedimentos do algoritmo.

Inicialmente o modelo executa a leitura dos dados a partir de tabelas do banco de dados Microsoft ACCESS e verifica a consistência dos mesmos. A primeira condição de consistência é a verificação da existência de todos os dados necessários para o processo da sazonalização, para então verificar, em base anual, se os requisitos de energia podem ser atendidos pelas disponibilidades das usinas do parque gerador e pela energia assegurada das usinas. Os requisitos de energia são os contratos, o consumo interno e as perdas de transmissão. As disponibilidades das usinas são a capacidade instalada das mesmas menos as manutenções, taxa de indisponibilidade forçada das unidades geradoras e a reserva de potência estabelecida nas Regras de Mercado. Ocorrendo qualquer inconsistência o modelo apresenta uma mensagem explicativa do erro encontrado e o processo da sazonalização é interrompido.

Após a verificação da consistência dos dados o modelo calcula, em base mensal, os requisitos de energia e as disponibilidades das usinas e cria também um contrato fictício para alocar

---

a energia livre<sup>10</sup>, que é a diferença entre a energia assegurada total do ano e os requisitos totais de energia do ano. Os montantes mensais do contrato fictício são calculados segundo o critério selecionado na execução da sazonalização, que pode ser uma alocação “flat” ou manter a proporcionalidade com os montantes mensais dos contratos.

O modelo efetua a sazonalização da energia assegurada das usinas em duas etapas, inicialmente aloca os blocos mensais para as usinas que têm dados fixos ou alocação constante (“flat”), e em seguida executa um laço de aproximações sucessivas onde efetua a sazonalização da energia assegurada das demais usinas.

Na medida em que a sazonalização da energia assegurada de uma usina é calculada, a carga remanescente é diminuída dos respectivos montantes de energia em cada mês, e esta carga remanescente será atendida pelas demais usinas ainda não sazonalizadas.

Na execução do laço de aproximações, as usinas podem ter a sazonalização determinada pelo critério da proporcionalidade com a carga ou pelo critério da proporcionalidade com a disponibilidade. Para definir o critério a ser utilizado em cada usina o modelo inicialmente efetua a sazonalização de todas as usinas ainda não sazonalizadas usando o critério da proporcionalidade com a carga e calcula o índice de desempenho EASS/EDISP para todas as usinas em todos os meses do ano. O valor máximo do índice de cada usina é utilizado para decidir se a usina será sazonalizada pelo critério da proporcionalidade com a disponibilidade de cada mês. O laço de aproximações sucessivas vai restringindo o valor máximo admitido para o índice  $EASS_m/EDISP_m$ , definido como “limite”. Para as usinas em que o índice em algum mês é maior que este “limite”, a sazonalização é efetuada pelo critério da proporcionalidade com a disponibilidade.

O laço de aproximações inicia com o limite da relação EASS/EDISP igual a 1, ou seja, admite que toda a disponibilidade do mês pode ser alocada para a energia assegurada, e à medida que o processo vai evoluindo este limite vai sendo reduzido até que: a) a função objetivo não apresente mais redução, ou b) não haja mais usinas para alocar a energia asse-

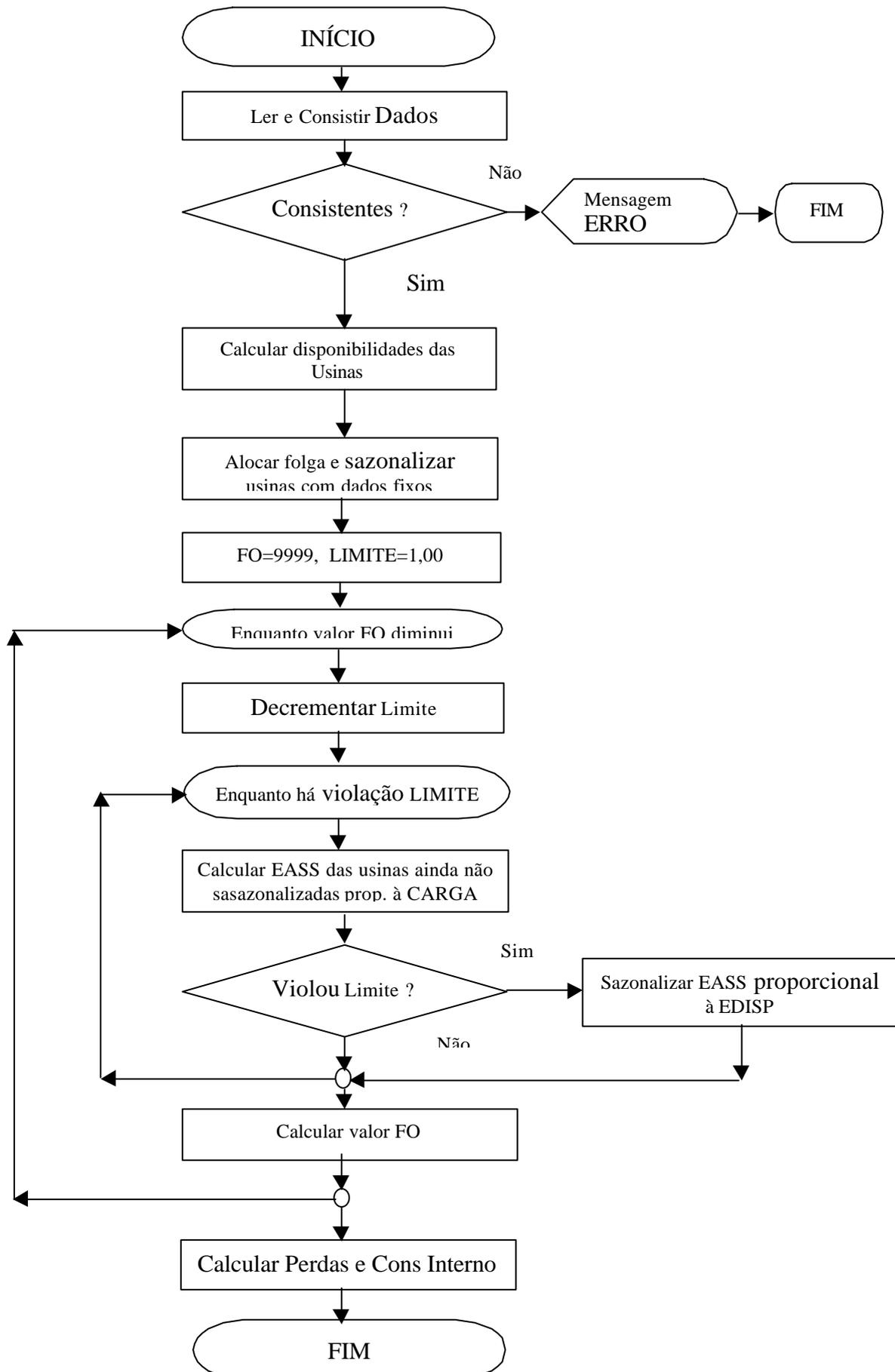
---

<sup>10</sup> Energia livre é a energia que não está comprometida com contratos, perdas ou consumo interno.

gurada proporcionalmente à carga para atender a restrição de igualdade do atendimento da carga em cada mês.

Como já foi mencionado anteriormente, o ideal seria que todas as usinas tenham a energia assegurada alocada proporcionalmente à sua disponibilidade, em cada mês, porém, isto não é possível devido à restrição do atendimento da carga. Então o algoritmo seleciona as usinas com menor folga ou com manutenções de maior duração, e para estas aloca a energia assegurada proporcionalmente à disponibilidade e para as demais proporcionalmente à carga.

Na etapa final são recalculadas as perdas de transmissão e o consumo interno das usinas, proporcionalmente aos montantes de energia assegurada em cada mês, e para as usinas comprometidas com contratos iniciais estes montantes são ajustados e limitados aos totais estabelecidos nos contratos iniciais.



---

## **CAPÍTULO 4 – DESCRIÇÃO DO MODELO DE SAZONALIZAÇÃO DA ENERGIA ASSEGURADA DAS USINAS GERADORAS**

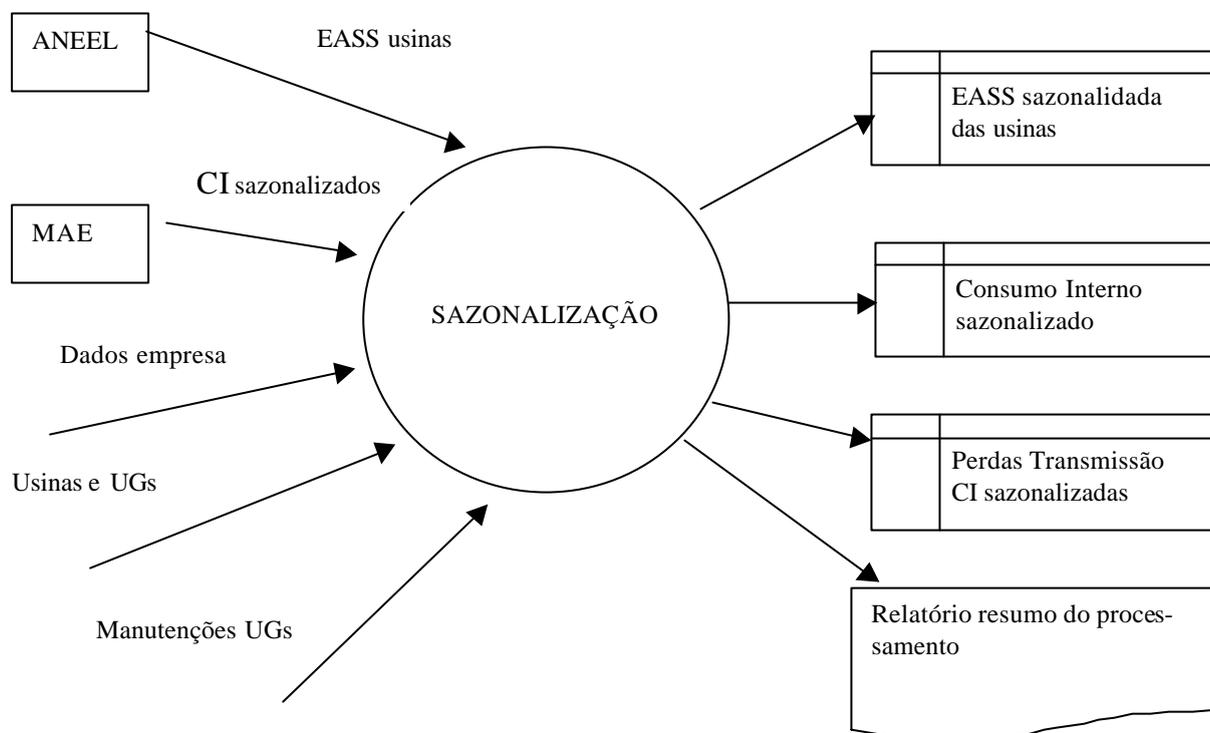
### **4.1 – Introdução**

A descrição do modelo de sazonalização tem como objetivo apresentar o processo da construção do modelo computacional que implementa a solução do problema da sazonalização da energia assegurada das usinas, conforme apresentado no capítulo anterior. Na elaboração da estrutura do modelo é contemplada a possibilidade de se efetuar a sazonalização da energia assegurada das usinas de uma ou mais empresas geradoras.

Para a construção do modelo são utilizadas técnicas de Análise Estruturada [19], Análise de Dados, Diagramas de Fluxo de Dados e Diagramas de Entidades e Relacionamentos [20,21]. A Seção 4.2 apresenta os principais diagramas de fluxo de dados; a Seção 4.3 apresenta o diagrama de entidades e relacionamentos com a lista dos atributos das entidades; a Seção 4.4 apresenta a estrutura dos arquivos de armazenamento das tabelas de dados e a Seção 4.5 apresenta as funções do Menu Principal do Modelo. O Anexo 1 apresenta uma descrição detalhada para a utilização do modelo, com instruções para o preenchimento das telas de dados e também apresenta as telas de consulta dos resultados da sazonalização.

### **4.2 – Análise de Dados**

Inicialmente, na Figura 14, é mostrado o diagrama de contexto do problema. Os principais dados de entrada que dependem de agentes externos são a energia assegurada anual das usinas e os Contratos Iniciais sazonalizados.



**Figura 14 – Diagrama de Contexto do Problema**

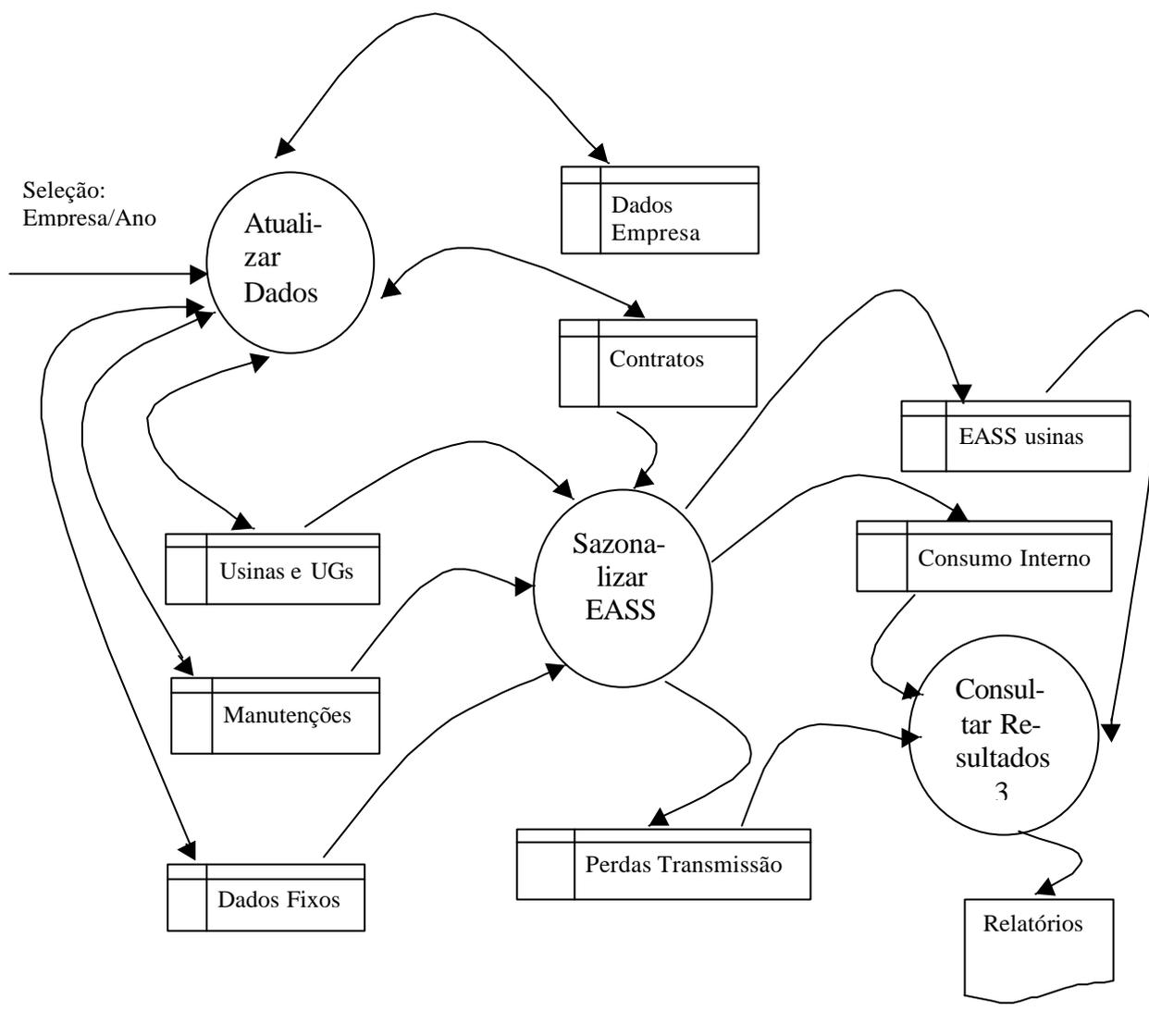
A energia assegurada de cada usina é homologada pela ANEEL e pode sofrer revisões no decorrer do tempo. Os Contratos Iniciais sazonalizados são informados ao MAE pelas distribuidoras/comercializadoras de energia. A sazonalização desses contratos pode ser resultado de uma negociação entre geradores e distribuidoras, ou a sazonalidade pode ser obtida a partir da curva de carga própria projetada pela distribuidora. Independente do critério da sazonalidade dos Contratos Iniciais, estes devem ser registrados no MAE até o dia 31 de dezembro do ano anterior ao da sazonalização.

O fluxo de dados identificado por “Dados Empresa” compreende os dados dos contratos bilaterais, do consumo interno das usinas e das perdas de transmissão estabelecidas nos Contratos Iniciais e também dos dados da Energia Assegurada das usinas em fase de motorização.

O fluxo de dados identificado por “Usinas e UGs” compreende os dados das usinas e das unidades geradoras do parque gerador da empresa.

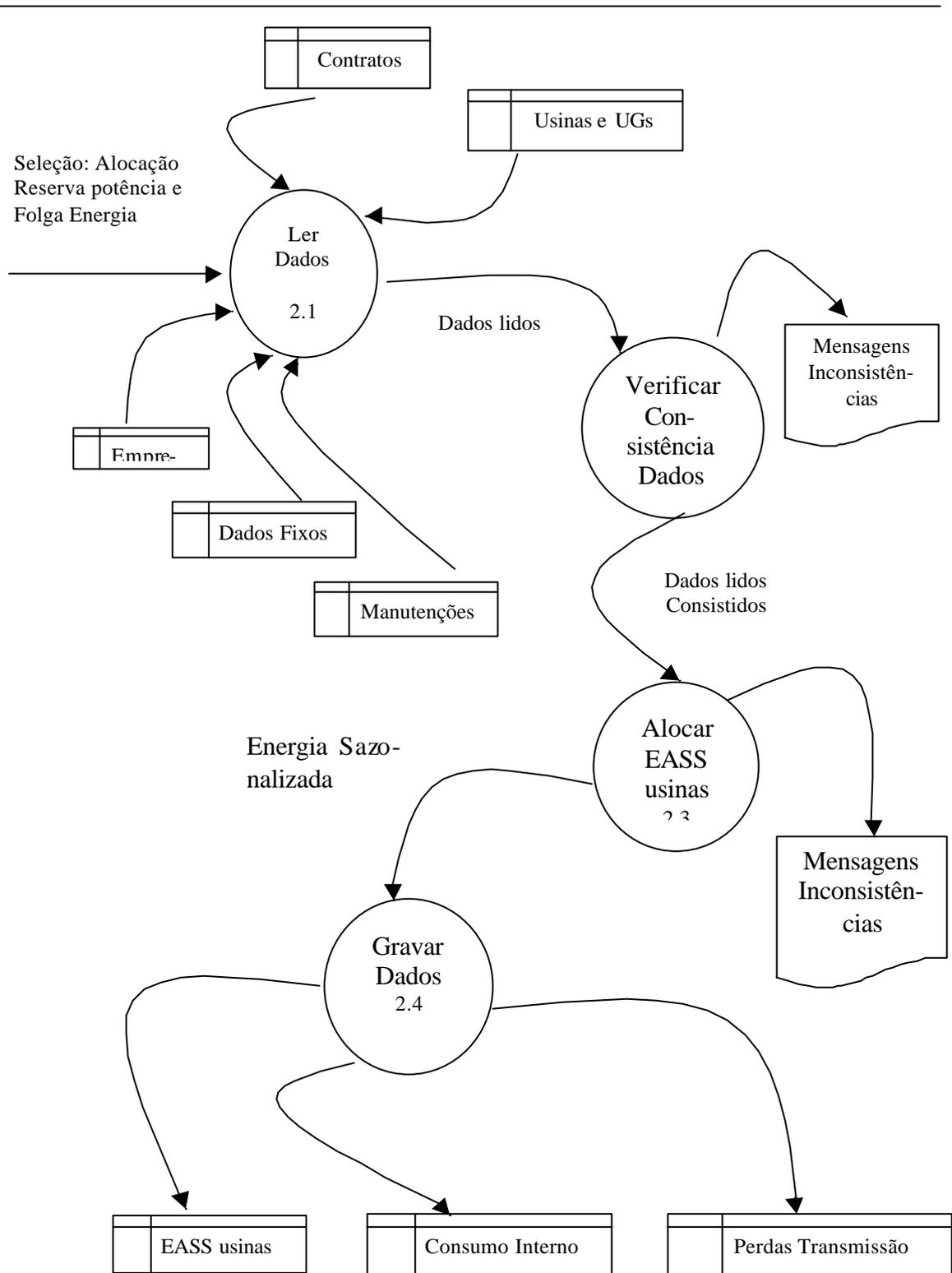
O fluxo de dados identificado por “Manutenções UGs” compreende os dados do programa de manutenções preventivas das unidades geradoras das usinas, e pode ser obtido por um modelo de otimização da programação das manutenções [22,23,24,25].

No primeiro nível da “explosão” do Diagrama de Fluxo de Dados (DFD) identificamos três processos conforme mostrado na Figura 15.



**Figura 15 – “Explosão” 1º nível do DFD**

Na explosão de primeiro nível do DFD foram identificados 3 (três) processos, sendo que os processos 1 e 3 são de atualização e visualização dos dados utilizados no processo principal, que é o Processo 2, do qual é mostrada a “explosão” de segundo nível na Figura 16.

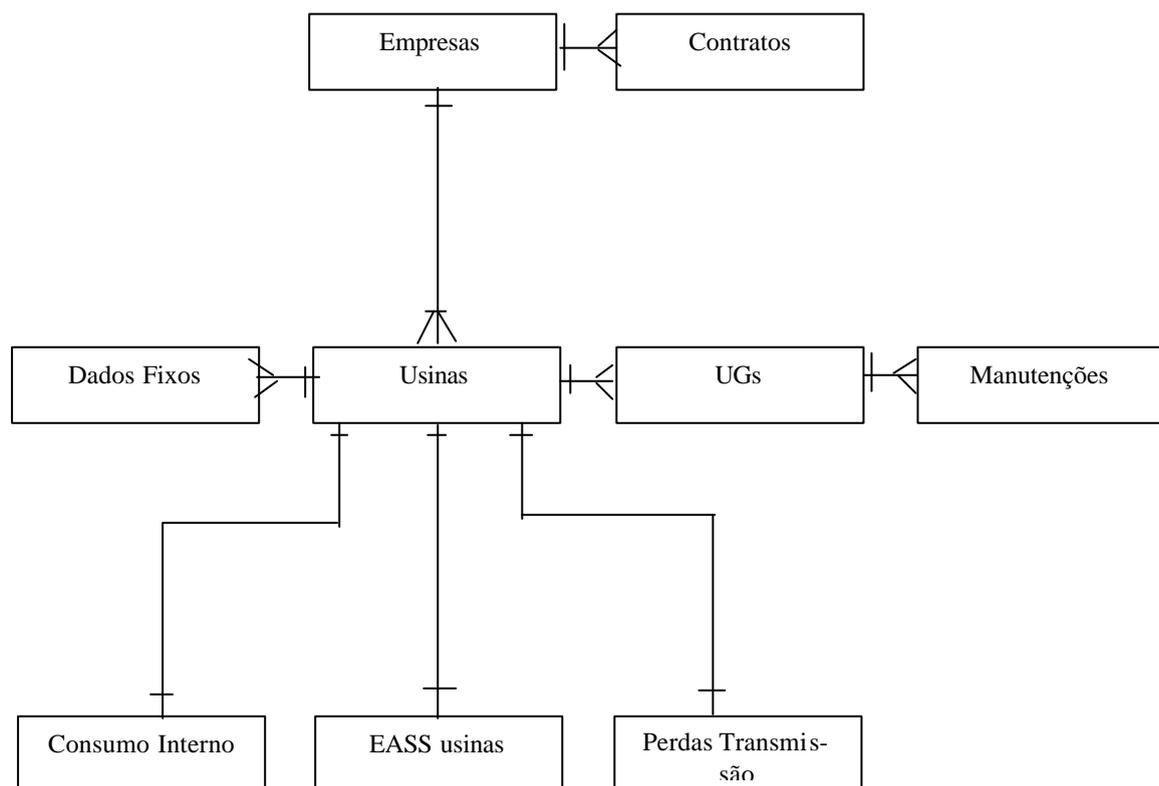


**Figura 16 – “Explosão” do processo 2 (Sazonalizar EASS)**

Pode-se observar no DFD da Figura 16, o primeiro processo efetua a leitura de todos os dados necessários para a sazonalização, o segundo processo efetua críticas de consistência dos dados, o terceiro processo efetua a sazonalização da energia assegurada das usinas e no quarto processo os resultados da sazonalização são gravados em arquivos. No terceiro processo (sazonalização) está implementado o algoritmo do fluxograma apresentado no item 3.3 deste trabalho.

### 4.3 – Diagrama de Entidades e Relacionamentos

A seguir está o diagrama de entidades e relacionamentos resultante da fase de análise da dados do problema.



**Figura 17 - Diagrama de Entidades e Relacionamentos**

### Lista dos atributos das Entidades:

- **Empresas** (Código, PercReservaPotência, MWmédConsumoInterno, MwmédPerdasTransmissão)
- **Contratos** (EmpresaVendedora, EmpresaCompradora, SequencialContrato, Energia\_Jan, Energia\_Fev,..., Energia\_Dez)
- **Usinas** (SiglaUsina, EASS\_Mwmédios, TipoSazonalização, PercConsumoInterno, PercPerdasTransmissão, TEIF)
- **UnidadesGeradoras** (SiglaUsina, CódigoUnidade, DataInícioOperação, PotênciaNominal)
- **Manutenções** (SiglaUsina, CódigoUnidade, DataInício, DataTérmino)
- **DadosFixos** (SiglaUsina, Mês, EnergiaAssegurada)
- **EASS\_Usinas** (SiglaUsina, EASS\_Jan, EASS\_Fev,..., EASS\_Dez)
- **ConsumoInterno** (SiglaUsina, Consumo\_Jan, Consumo\_Fev,..., Consumo\_Dez)
- **PerdasTransmissão** (SiglaUsina, Perdas\_Jan, Perdas\_Fev,..., Perdas\_Dez)

### 4.4 – Estrutura dos Arquivos de Armazenamento das Tabelas

Para o armazenamento das tabelas de dados utilizadas no modelo foram definidos 4 (quatro) arquivos Microsoft ACCESS, conforme descrito abaixo:

**PSE\_EMP.MDB** – contém a tabela dos dados das empresas

**PSE\_CAD\_eeee.MDB** – contém as tabelas dos dados das usinas e das unidades geradoras da empresa “eeee”.

**PSE\_SAZONaaaa\_eeee.MDB** – contém as tabelas dos contratos, do programa de manutenções, dos dados fixos e dos resultados da sazonalização do ano “aaaa” para a empresa “eeee”.

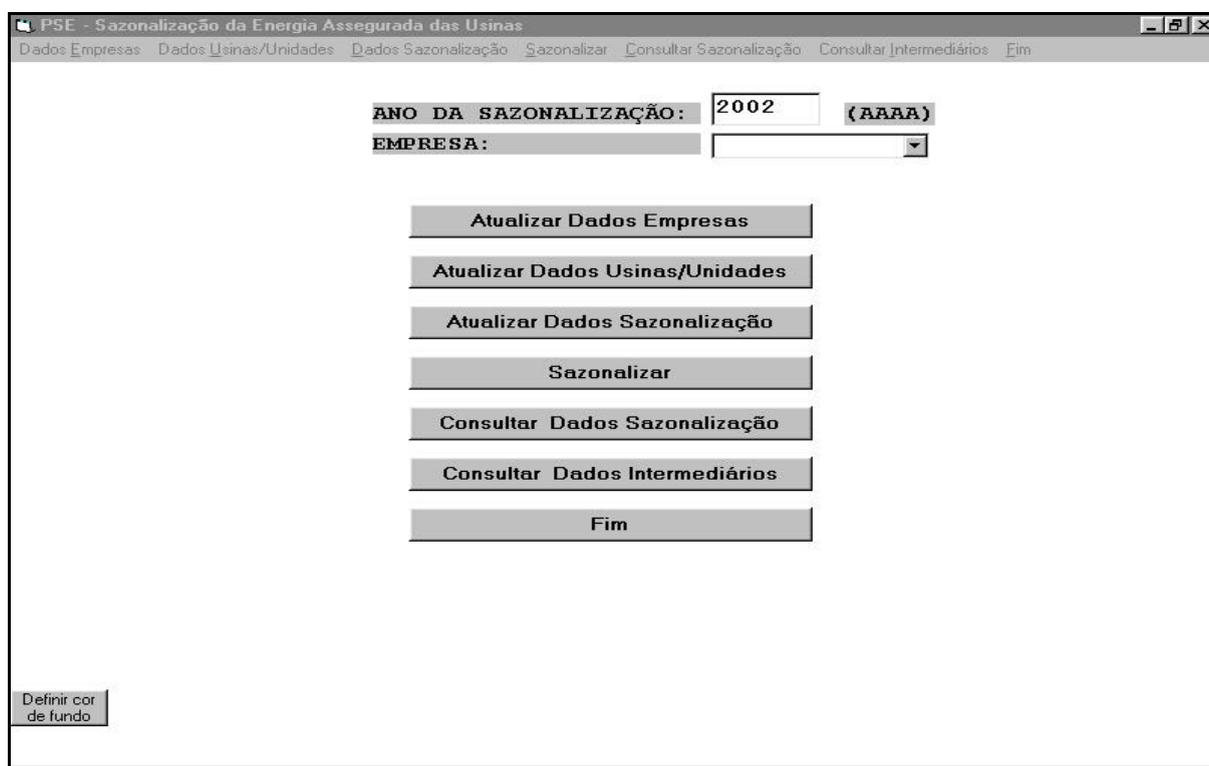
**PSE\_TBAUXaaaa\_eeee.MDB** – contém as tabelas dos dados intermediários produzidos e utilizados no processo da sazonalização do ano “aaaa” para a empresa “eeee”.

Além dos arquivos ACCESS utilizados para o tratamento dos dados, o modelo também lê, opcionalmente, dados a partir de planilhas EXCEL, como também grava resultados da sazonalização em planilhas EXCEL.

#### 4.5 – Funções do Modelo

O modelo foi desenvolvido na linguagem Visual Basic [26] com a utilização de tabelas do banco de dados Microsoft ACCESS para o armazenamento e tratamento dos dados.

Na Figura 18, abaixo, é apresentada a tela com as funções do Menu Principal do modelo. Nesta tela, antes de selecionar qualquer função, deve-se informar o ano da sazonalização e selecionar uma empresa geradora.



**Figura 18 – Tela do Menu Principal**

Os objetivos de cada função do Menu Principal são os seguintes:

- **Atualizar Dados Empresas** – esta função abre uma tela para a atualização da tabela de empresas;
- **Atualizar Dados Usinas/Unidades** - esta função abre as telas para a atualização das tabelas de usinas e unidades;
- **Atualizar Dados Sazonalização** - esta função abre as telas para a atualização das tabelas de contratos, de manutenções e de dados fixos;
- **Sazonalizar** - esta função abre a tela para processar a sazonalização da energia assegurada das usinas e gravar os resultados;
- **Consultar Dados Sazonalização** - esta função abre as telas para visualizar os resultados da sazonalização;
- **Consultar Dados Intermediários** - esta função abre as telas para visualizar dados intermediários produzidos e utilizados durante o processo da sazonalização;

---

## **CAPÍTULO 5 – CASO EXEMPLO**

Neste capítulo será descrita a sequência dos procedimentos para a preparação dos dados e a execução da sazonalização para uma empresa fictícia. Na Seção 5.1 estão descritos os procedimentos para a Sazonalização da Energia Assegurada utilizando o modelo desenvolvido neste trabalho e na Seção 5.2 estão as análises e as comparações dos resultados do modelo com os resultados obtidos com outras implementações de soluções utilizadas anteriormente.

### **5.1 – Sazonalização da Energia Assegurada com a utilização do modelo**

Inicialmente deve ser executada a função “Atualizar Dados Empresas” para atualizar a tabela de empresas, na qual deve constar obrigatoriamente a empresa que se deseja sazonalizar e as empresas para as quais se deseja incluir contratos de venda de energia.

Para este caso exemplo foram preparados e sazonalizados os dados da empresa “EMP-A” para o ano de 2001, e esta seleção é informada no Menu Principal do modelo.

Para atualizar os dados das usinas e unidades geradoras deve ser executada a função “Atualizar Dados Usinas/Unidades”. A função apresenta uma tela com opções para selecionar a tabela que se deseja atualizar.

Para atualizar os dados de contratos de energia, de manutenções preventivas e de dados fixos deve ser executada a função “Atualizar Dados Sazonalização”. A função apresenta uma tela com opções para selecionar a tabela que se deseja atualizar. O programa de manutenções preventivas é um dado de entrada e deve ser elaborado a partir de outros modelos.

Para processar a sazonalização deve ser executada a função “Sazonalizar”. A função apresenta uma tela para selecionar as opções para o processamento da sazonalização que são: alocação da reserva de potência; alocação da energia livre; manutenções preventivas. Para este caso exemplo foram selecionados os seguintes critérios:

---

Alocação reserva de potência.....: Nas usinas hidráulicas  
Alocação energia livre.....: Proporcional número horas cada mês  
Alocação manutenções usinas do MRE: Todas as manutenções

Inicialmente o modelo lê todos os dados da empresa (usinas, unidades geradoras, manutenções das unidades e dados fixos).

A partir dos dados das unidades geradoras, o modelo prepara a matriz da potência nominal instalada, em base mensal, para cada usina.

A partir dos dados da potência nominal e das manutenções preventivas o modelo prepara outra matriz com as disponibilidades de potência após a alocação das manutenções.

Após a alocação das manutenções das unidades geradoras das usinas, o modelo aloca as taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e a reserva de potência, obtendo assim a matriz com as disponibilidades das usinas para fins de sazonalização da energia assegurada.

Após a determinação das disponibilidades das usinas, o modelo utiliza os dados dos contratos de energia, de consumo interno e de perdas de transmissão para determinar os requisitos de energia da empresa em cada mês.

A partir dos dados de energia assegurada das usinas, do consumo interno e das perdas de transmissão, em base anual, e dos dados dos contratos em base mensal, o modelo prepara a matriz com os requisitos de energia, em base mensal. O consumo interno e as perdas de transmissão em cada mês são alocadas proporcionalmente aos montantes dos contratos de energia.

Neste momento o modelo passa a efetuar a alocação dos blocos mensais da energia assegurada por usina, respeitando os blocos mensais de energia já informados nos dados fixos.

Com todas as informações devidamente preparadas, o modelo processa o algoritmo da sazonalização, alocando a energia assegurada de modo a minimizar a função objetivo. Minimizar a função objetivo significa minimizar as diferenças das relações Energia Assegurada / Disponibilidade entre meses consecutivos, para cada usina.

---

No final do processamento o modelo apresentou o seguinte valor para a função objetivo:

**Valor da Função Objetivo da Sazonalização: 2,104**

No Anexo 2 são apresentados todos os relatórios do modelo, contemplando os dados de entrada do modelo, dados intermediários do processo da sazonalização e os resultados da sazonalização.

## **5.2 – Comparação dos Resultados do Modelo com outras soluções**

A sazonalização da energia assegurada anteriormente a este trabalho era efetuada sem preocupações com possíveis penalizações por indisponibilidades, sendo os blocos mensais de energia alocados proporcionalmente à carga em todos os meses do ano, para cada usina. Considerando que cada usina tem uma “placa” de energia assegurada, podemos calcular a participação de cada uma delas em relação ao total da energia assegurada da empresa geradora, obtendo assim o fator de participação de cada usina no atendimento da carga.

Na Figura 19 estão os dados das disponibilidades das usinas após a alocação das manutenções, da taxas de indisponibilidades forçadas e da reserva de potência, e os resultados da sazonalização do procedimento antigo e do modelo proposto, com valores em MW médios.

Na sazonalização pelo procedimento anterior os blocos mensais de energia das usinas foram calculados utilizando o critério de alocação da energia assegurada proporcionalmente à carga. Os critérios de alocação utilizados pelo modelo proposto podem ser visualizados nos relatórios do Anexo 2.

Disponibilidade das usinas, em MW médios												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
UH-A	1.089	1.089	973	999	1.031	863	863	813	910	929	1.089	1.037
UH-B	170	170	171	170	170	171	170	171	88	102	158	170
UH-C	611	611	719	719	735	719	736	682	607	719	735	734
UH-D	1.075	1.075	922	1.076	1.066	1.077	1.067	1.051	1.079	1.077	1.037	1.074
UH-E	113	113	114	113	113	114	113	114	114	113	62	100
UT-A	287	297	297	297	297	277	297	297	297	297	297	297
UT-B	111	111	111	111	111	111	111	111	59	77	111	111
UT-C	173	173	173	173	173	173	147	124	173	173	173	173
UT-D	228	228	206	114	114	179	228	228	228	228	228	228
UT-E	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
EASS usinas (MW médios) - modelo antigo												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
UH-A	652	705	658	652	633	645	677	619	627	628	654	655
UH-B	100	108	101	100	97	99	104	95	97	97	101	101
UH-C	401	434	405	401	389	397	417	381	386	386	402	403
UH-D	501	542	506	501	487	496	521	476	483	483	503	504
UH-E	40	43	41	40	39	40	42	38	39	39	40	40
UT-A	286	309	289	286	277	283	297	272	275	275	287	287
UT-B	48	52	49	48	47	48	50	46	46	46	48	48
UT-C	156	169	158	156	152	155	163	149	151	151	157	157
UT-D	172	186	174	173	167	171	179	164	166	166	173	173
UT-E	304	328	307	304	295	301	316	289	292	293	305	305
EASS usinas (MW médios) - modelo proposto												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
UH-A	650	736	658	675	696	583	583	549	615	628	735	700
UH-B	109	109	109	109	109	109	109	109	56	65	101	109
UH-C	356	402	430	418	390	422	470	389	358	388	388	388
UH-D	509	580	466	516	456	522	577	491	520	472	443	458
UH-E	43	50	47	43	37	44	50	42	44	39	12	30
UT-A	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285
UT-B	52	58	55	52	47	53	59	51	27	31	47	47
UT-C	162	162	162	162	162	162	138	116	162	162	162	162
UT-D	193	193	174	97	97	151	193	193	193	193	193	193
UT-E	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303

**Figura 19 - Comparação Resultados da Sazonalização em MW médios**

Na Figura 20 estão os resultados da sazonalização do procedimento antigo e do modelo proposto, em valores relativos (%), da utilização da disponibilidade de cada usina em cada mês. A partir dos resultados de cada caso foi calculado o valor da função objetivo conforme mostrado na figura.

Relação EASS/Disponibilidade (%) - modelo antigo												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
UH-A	59,84	64,72	67,64	65,27	61,40	74,71	78,49	76,18	68,91	67,58	60,05	63,18
UH-B	58,89	63,69	59,39	58,87	57,17	58,17	61,11	55,81	110,13	95,15	63,54	59,24
UH-C	65,61	70,96	56,32	55,79	52,97	55,20	56,62	55,85	63,63	53,72	54,76	54,89
UH-D	46,63	50,44	54,91	46,61	45,66	46,06	48,80	45,33	44,74	44,85	48,50	46,91
UH-E	35,39	38,28	35,69	35,38	34,36	34,96	36,72	33,53	33,96	34,04	65,12	40,39
UT-A	99,40	104,03	97,20	96,25	93,43	102,01	99,96	91,43	92,61	92,68	96,50	96,70
UT-B	43,40	46,93	43,85	43,42	42,15	42,95	45,09	41,24	78,34	60,29	43,54	43,62
UT-C	90,50	97,87	91,44	90,55	87,90	89,57	110,71	119,84	87,13	87,19	90,79	90,97
UT-D	75,62	81,78	84,60	151,33	146,91	95,55	78,58	71,87	72,81	72,86	75,87	76,02
UT-E	89,47	96,75	90,40	89,51	86,90	88,55	92,97	85,03	86,14	86,20	89,76	89,93
FO:	7,317											
Relação EASS/Disponibilidade (%) - modelo proposto												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
UH-A	59,69	67,56	67,56	67,56	67,56	67,56	67,56	67,56	67,56	67,56	67,56	67,56
UH-B	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80
UH-C	58,31	65,85	59,81	58,14	53,04	58,66	63,82	57,03	58,98	53,91	52,85	52,88
UH-D	47,40	53,93	50,50	47,94	42,72	48,46	54,04	46,68	48,19	43,81	42,73	42,63
UH-E	37,88	44,23	41,07	37,87	32,82	38,38	43,73	37,06	38,95	34,02	19,61	30,37
UT-A	99,16	95,96	95,96	95,96	95,96	102,81	95,96	95,96	95,96	95,96	95,96	95,96
UT-B	46,54	52,76	49,45	47,00	42,08	47,49	52,78	45,90	44,96	40,01	42,33	41,95
UT-C	93,72	93,72	93,72	93,72	93,72	93,72	93,72	93,72	93,72	93,72	93,72	93,72
UT-D	84,72	84,72	84,72	84,72	84,72	84,72	84,72	84,72	84,72	84,72	84,72	84,72
UT-E	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25
FO:	2,104											

**Figura 20 - Comparação Resultados Sazonalização em termos de Função Objetivo**

Cabe ressaltar que os resultados mostrados como sendo do modelo antigo, ou anteriormente utilizado, são apenas um exemplo das várias alternativas que eram adotadas. Em algumas soluções a sazonalização da energia de importação já era considerada como recurso fixo, e para algumas usinas, principalmente as usinas térmicas, a alocação da energia assegurada era proporcional à disponibilidade em cada mês.

Podemos verificar que o resultado da função objetivo do modelo proposto é significativamente melhor que aquele obtido nos procedimentos anteriormente adotados no modelo antigo.

## CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O atual modelo do setor elétrico brasileiro, que tem como objetivos, entre outros, a introdução da competição nos segmentos de geração e de comercialização de energia, considerou também a predominância de usinas hidrelétricas no parque gerador, e implantou o MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) para mitigar os riscos hidrológicos que envolvem estas usinas. Na concepção do MRE também foram previstas penalizações na aplicação do mecanismo de realocação para as usinas que tem índices de indisponibilidades superiores aos estipulados pelo órgão regulador. Deve ser ressaltado que estas penalizações ainda não foram contempladas nas Regras de Mercado, mas as indisponibilidades das unidades geradoras estão sendo levantadas pelo ONS e informados ao MAE. A aplicação das penalidades está prevista na Resolução 290.

Neste trabalho apresenta-se um modelo para sazonalizar a energia assegurada de usinas geradoras, tendo como objetivo principal a minimização dos riscos de penalizações na aplicação do MRE.

Ressalta-se que para a efetiva aplicação de penalizações na aplicação do MRE, as Regras de Mercado devem ser adaptadas para contemplar a formulação algébrica adequada para a determinação das penalizações. Esta formulação deve considerar também os deslocamentos de manutenções preventivas provocados por fatores alheios à vontade dos geradores. O atraso de uma manutenção preventiva, por determinação do ONS, pode causar um aumento da indisponibilidade forçada da unidade geradora, como também pode onerar a empresa por questões relacionadas a contratação de serviços de terceiros.

Outro ponto que merece atenção do órgão regulador é a sazonalização da energia livre, que representa a energia não comprometida nos Contratos Iniciais. Conforme mostrado no Capítulo 3, um grande gerador com montante significativo de energia livre, pode fazer uma sazonalização tal que em determinado mês a redução da energia assegurada (para as usinas participantes do MRE) seja significativa, mesmo com atendimento normal da carga. Por outro lado o órgão regulador também não pode obrigar que a sazonalidade da energia asse-

---

gurada das usinas siga o mesmo perfil da sazonalidade da carga da região de atuação do gerador. O gerador deve ter liberdade para sazonalizar de forma que minimize os riscos de penalizações considerando seu parque gerador e o respectivo programa de manutenções preventivas.

Considerando que a atividade de sazonalização da energia assegurada das usinas é efetuada anualmente, torna-se importante sistematizar esta tarefa, com a construção de um modelo computacional com dados estruturados e procedimentos claros, proporcionando uma padronização para a execução da tarefa nos anos seguintes com maior agilidade.

Como recomendações ou sugestões para outros trabalhos podemos elencar melhorias neste modelo e o desenvolvimento de outras funções conforme descrito abaixo:

- Incluir outros critérios de alocação da energia livre, que representa a energia não contratada, utilizando por exemplo a previsão de preços;
- Desenvolver outro algoritmo, mais preciso, para minimizar a função objetivo do problema;
- Incluir novas funções para executar outros procedimentos previstos nas Regras de Mercado, tais como a modulação da energia assegurada, a agregação dos dados de medições, e a aplicação do MRE.

Para implantar todos os procedimentos das Regras de Mercado e simular uma contabilização para uma empresa geradora, a dificuldade reside na obtenção dos dados, começando pela energia assegurada sazonalizada das usinas participantes do MRE, que estão em base mensal, e depois pela dificuldade em obter dados medidos, em base horária, que compreendem os dados de geração, de intercâmbios e de carga de todo sistema interligado. Uma solução que poderia reduzir os problemas, sem comprometer a confidencialidade das informações, seria a divulgação de dados totalizados por submercados, e os intercâmbios entre estes. Com estas informações já seria possível simular, com aproximação razoável, o comportamento do Mecanismo de Realocação de Energia.

**ANEXO 1 – INSTRUÇÕES PARA UTILIZAÇÃO DO MODELO**

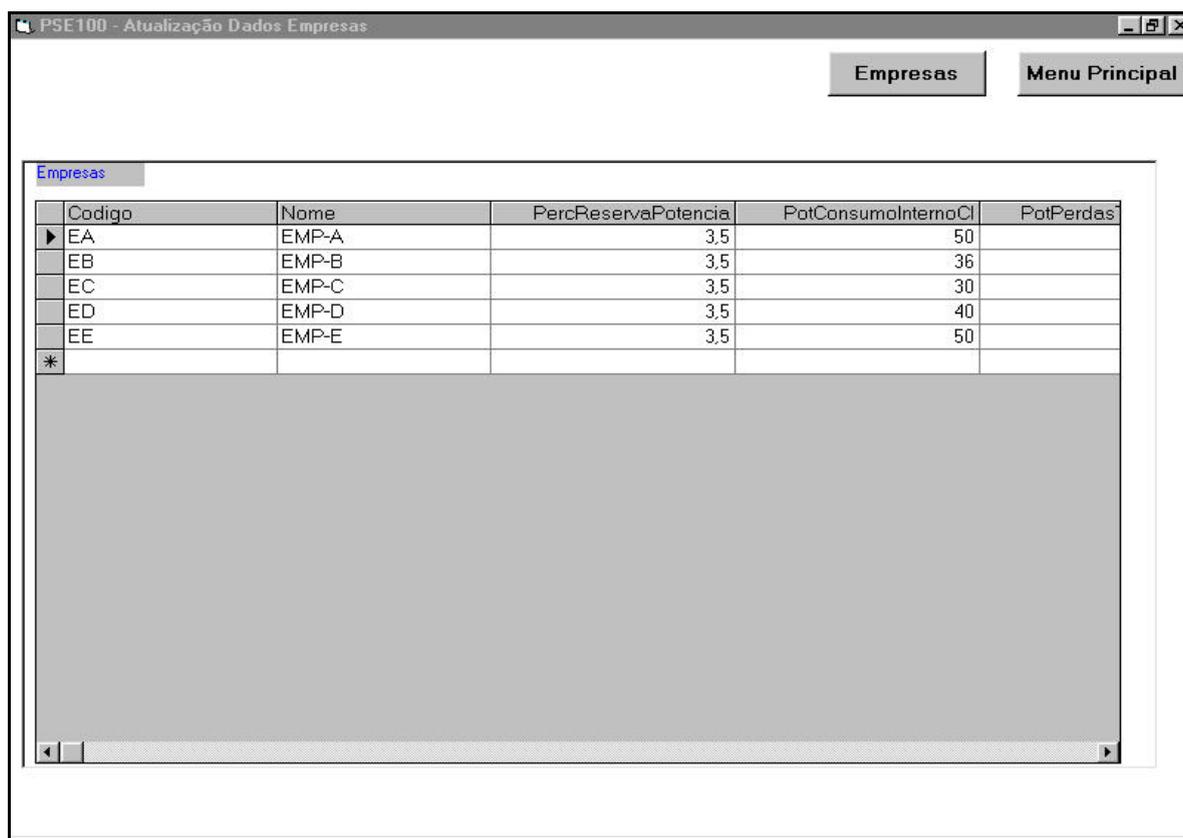
Na tela do menu principal, antes de seleccionar qualquer opção de atualização de dados ou de sazonalização, deve ser informado o ano da sazonalização e também deve ser efetuada a seleção da empresa geradora da qual se deseja sazonalizar a energia assegurada das usinas.

A próxima tela apresenta um exemplo de preenchimento.

The screenshot shows a window titled "PSE - Sazonalização da Energia Assegurada das Usinas". The menu bar includes "Dados Empresas", "Dados Usinas/Unidades", "Dados Sazonalização", "Sazonalizar", "Consultar Sazonalização", "Consultar Intermediários", and "Fim". The main area contains the following elements:

- A text field labeled "ANO DA SAZONALIZAÇÃO:" with the value "2002" and a "(AAAA)" button to its right.
- A dropdown menu labeled "EMPRESA:" with a list of options: EMP-A, EMP-B, EMP-C, EMP-D, and EMP-E.
- A series of buttons stacked vertically: "Atualizar Dados Empre", "Atualizar Dados Usinas/Unidades", "Atualizar Dados Sazonalização", "Sazonalizar", "Consultar Dados Sazonalização", "Consultar Dados Intermediários", and "Fim".
- A small button in the bottom-left corner labeled "Definir cor de fundo".

Figura 21 – Tela de preenchimento do ano e da empresa



Codigo	Nome	PercReservaPotencia	PotConsumoInternoCl	PotPerdas
EA	EMP-A	3,5	50	
EB	EMP-B	3,5	36	
EC	EMP-C	3,5	30	
ED	EMP-D	3,5	40	
EE	EMP-E	3,5	50	
*				

**Figura 22 - Tela de preenchimento dos dados das empresas**

Nesta tela são informados os dados das empresas. Para cada empresa que se deseja incluir na tabela devem ser preenchidos os seguintes dados:

**Código** – Código que identifica uma empresa, com dois caracteres alfanuméricos.

**Nome** – Nome de fantasia da empresa, com máximo de 15 (quinze) caracteres alfanuméricos.

**PercReservaPotência** – Percentual da disponibilidade de potência que deve ser alocada para fins de reserva de potência da empresa geradora, este dado é definido nas Regras de Mercado.

---

PotConsumoInterno – Energia, em MW médios anuais, do consumo interno das usinas, estabelecido nos Contratos Iniciais. Este montante de energia deve ser utilizado para fins de cálculo do consumo interno das usinas comprometidas com os Contratos Iniciais. O consumo interno das usinas deve ser proporcional ao montante da energia assegurada sazonalizada, e o somatório anual do consumo das usinas comprometidas com os Contratos Iniciais deve ser igual ao montante de energia informado neste campo.

PotPerdasTransmissão – Energia, em MW médios anuais, de perdas de transmissão, estabelecido nos Contratos Iniciais. Este montante deve ser utilizado para fins de cálculo das perdas de transmissão das usinas comprometidas com os Contratos Iniciais. As perdas de transmissão das usinas devem ser proporcionais ao montante da energia assegurada de cada usina, e o somatório anual das perdas de transmissão das usinas comprometidas com os Contratos Iniciais deve ser igual ao montante de energia informado neste campo.

**Figura 23 - Tela de preenchimento dos dados das usinas**

**Sigla** – Sigla que identifica uma usina, com máximo de 4 (quatro) caracteres alfanuméricos.

**TipoUsina** – Deve ser preenchido com “H” para usinas hidrelétricas e com “T” para usinas termelétricas.

**TipoSazonalização** – Neste campo é informado o critério de alocação dos blocos mensais da energia assegurada que o modelo deve utilizar. Deve ser informado “F” para que o modelo efetue a alocação proporcionalmente ao número de horas de cada mês, “D” para que o modelo efetue a alocação mensal proporcionalmente à disponibilidade da usina em cada mês, ou “L” (livre) para que o modelo efetue a alocação mensal de forma que minimize a função objetivo.

**EASS\_MWmédios** – Energia assegurada, em MW médios anuais, homologada pela ANEEL.

**Nome** – Nome que identifica a usina, com máximo de 40 (quarenta) caracteres alfanuméricos.

---

**PercConsumoInterno** – Percentual da energia sazonalizada assegurada da usina que deve ser utilizado para fins de determinação do consumo interno da usina. Para as usinas comprometidas com os Contratos Iniciais, o consumo interno calculado é ajustado para que o total do consumo interno da empresa geradora seja igual ao estabelecido nos Contratos Iniciais.

**PercPerdasTransmissão** – Percentual da energia assegurada da usina que deve ser utilizado para fins de determinação das perdas de transmissão da usina. Para as usinas comprometidas com os Contratos Iniciais, as perdas de transmissão calculadas são ajustadas para que o total das perdas da empresa geradora seja igual ao estabelecido nos Contratos Iniciais.

**TEIF** – Taxa equivalente de indisponibilidade forçada, em %.

**MOT** – Indica a fase de motorização da usina no início do ano que está sendo sazonalizado. Este campo deve ser preenchido com “0” (zero) para indicar que a usina está motorizada ou com “1” (um) para indicar que a usina está em fase de motorização.

**CIC** – Este campo deve ser preenchido com “1” (um) para indicar que a usina está comprometida com os Contratos Iniciais ou com “0” (zero) para indicar que a usina não está comprometida com os Contratos Iniciais.

**ERM** – Este campo deve ser preenchido com “1” (um) para indicar que a usina participa do MRE ou com “0” (zero) para indicar que a usina não participa do MRE.

Usina	Unidade	DataInicioOperacao	PotNominal
UH-A	01	01/06/2000	230
UH-A	02	01/08/2000	230
UH-A	03	01/09/2000	230
UH-A	04	01/12/2000	230
UH-A	05	01/01/2001	230
UH-B	01	01/01/1970	90
UH-B	02	01/01/1970	90
UH-C	01	01/01/1982	132
UH-C	02	01/01/1982	132
UH-C	03	01/01/1982	132
UH-C	04	01/01/1982	132
UH-C	05	01/01/1983	125
UH-C	06	01/01/1983	125
UH-D	01	01/01/1982	285
UH-D	02	01/01/1982	285
UH-D	03	01/01/1982	285
UH-D	04	01/01/1982	285
UH-E	01	01/01/1970	60
UH-E	02	01/01/1970	60
UT-A	01	21/06/2000	300
UT-B	01	01/01/1970	28
UIT-B	02	01/01/1970	28

**Figura 24 - Tela de preenchimento dos dados das unidades geradoras**

Usina – Sigla que identifica uma usina, com máximo de 4 (quatro) caracteres alfanuméricos.

Unidade – Sigla que identifica uma unidade geradora da usina, com dois caracteres alfanuméricos.

DataInícioOperação –Deve ser preenchida a data de início de operação da unidade geradora.

Potência Nominal – deve ser informada a potência nominal da unidade geradora, em MW.

**Figura 25 - Tela de preenchimento dos dados de contratos**

EmpCompradora – Código que identifica a empresa compradora, com máximo de 15 (quinze) caracteres alfanuméricos.

SeqContrato – número sequencial para diferenciar contratos de uma mesma empresa compradora.

Vlr\_MWh\_JAN, Vlr\_MWh\_FEV,.....,Vlr\_MWh\_DEZ – valores de energia contratada em cada um dos meses, em MWh.

OBS: os dados dos contratos podem ser lidos a partir de uma planilha “EXCEL”, com formato padronizado, conforme padrão estabelecido na planilha “contratos” no arquivo “DADOS\_ENTRADA.XLS”, que acompanha o conjunto de arquivos de instalação do modelo.

Usina	Unidade	DataInicio	DataTermino
UH-A	01	05/05/2001	12/05/2001
UH-A	01	01/06/2001	08/09/2001
UH-A	02	10/03/2001	23/03/2001
UH-A	02	06/08/2001	12/08/2001
UH-A	03	30/03/2001	12/04/2001
UH-A	03	01/10/2001	07/10/2001
UH-A	04	15/09/2001	30/09/2001
UH-A	04	03/12/2001	09/12/2001
UH-A	05	01/10/2001	15/10/2001
UH-B	01	03/09/2001	30/09/2001
UH-B	02	08/10/2001	04/11/2001
UH-C	01	01/09/2001	04/10/2001
UH-C	02	06/08/2001	18/08/2001
UH-C	03	04/06/2001	07/06/2001
UH-C	04	12/03/2001	15/03/2001
UH-C	05	01/01/2001	28/02/2001
UH-C	06	02/04/2001	05/04/2001
UH-D	01	03/03/2001	06/03/2001
UH-D	01	27/05/2001	27/05/2001
UH-D	01	27/11/2001	30/11/2001
UH-D	02	03/03/2001	06/03/2001
UH-D	02	31/07/2001	03/08/2001

**Figura 26 - Tela de preenchimento dos dados das manutenções preventivas**

Usina – Sigla que identifica a usina, com máximo de 4 (quatro) caracteres alfanuméricos.

Unidade – Código que identifica uma unidade geradora da usina, com dois caracteres alfanuméricos.

DataInicio – Data de início da manutenção preventiva.

DataTermino – Data de término da manutenção preventiva.

OBS: os dados das manutenções podem ser lidos a partir de uma planilha “EXCEL”, com formato padronizado, conforme padrão estabelecido na planilha “manutenções” no arquivo “DADOS\_ENTRADA.XLS” que acompanha o conjunto de arquivos de instalação do modelo.

Usina	Mes	PotenciaFirme
▶ UH-A	1	650
*		

**Figura 27 - Tela de preenchimento dos dados fixos**

Usina – Sigla que identifica a usina, com máximo de 4 (quatro) caracteres alfanuméricos.

Mês – Número de 01 a 12 que identifica o mês para o qual a energia assegurada será informada.

PotênciaFirme – Número que identifica a energia assegurada para o mês, em MW médios.

OBS: para as usinas em fase de motorização no ano para o qual está sendo elaborada a sazonalização, é obrigatória a informação dos montantes mensais de energia assegurada através da tabela de dados fixos.

Sazonalizar Energia Assegurada das Usinas

Sazonalização da Energia Assegurada

2001

EMP-A

Alocação Reserva de Potência

- Nas usinas hidraulicas
- Em todas as usinas

Alocação Energia Livre

- Proporcional número horas cada mês
- Proporcional sazonalidade contratos

Alocação Manutenções Usinas do MRE

- Com duração de até 10 dias
- Com duração de até 15 dias
- Todas as manutenções

Processar

Menu Principal

**Figura 28 - Tela de seleção das opções para a sazonalização**

Para o processamento da sazonalização da energia assegurada das usinas, devem ser selecionadas as opções de alocação da reserva de potência, a alocação da folga de energia (Folga = Energia Assegurada – Compromissos) e o conjunto de manutenções preventivas que deve ser utilizado no processo da sazonalização. Após a seleção das opções deve ser pressionado o botão “Processar” para executar a sazonalização.

Durante o processamento o modelo pode exibir mensagens de advertência que não impedem a continuação do processamento, porém, podem também ocorrer restrições que impedem a continuação do processamento, e nestes casos o processamento será interrompido, e devem ser providenciadas as alterações dos dados para um novo processamento.

As mensagens de advertência podem ocorrer para os casos de usinas com sazonalização igual a “F” (energia assegurada proporcional ao número de horas de cada mês) com manu-

tenções preventivas com períodos grandes o suficiente para que a disponibilidade em determinado mês seja menor que a energia assegurada sazonalizada.

Ao terminar o processamento o modelo apresenta uma tela com dados resumidos da sazonalização conforme mostrado abaixo.

Totais de Energia, em MWh	
Assegurada Usinas	23.249.040,000
Contratos	20.373.000,000
Consumo Interno	438.000,000
Perdas Transmissão (CI)	394.200,000
Perdas Transm (Total)	394.200,000
Energia Livre	2.043.840,000
Função Objetivo	2,104

Figura 29 - Tela com dados do resumo da sazonalização

Ao apresentar o resumo o modelo solicita confirmação para a gravação dos resultados.

Após a gravação dos resultados estes podem ser visualizados através das opções de consulta conforme mostrado nas próximas páginas como também podem ser visualizados/impresos no ambiente ACCESS.

The screenshot shows a software window titled "PSE500 - Consulta dados de Energia Sazonalizada". It features several menu buttons: "MWh Usinas", "MW médios Usinas", "Consumo Interno", "Perdas Transmissão", "Perdas Trans. CI", and "Menu Principal". Below these are buttons for "MWh Contratos" and "MW médios Contratos". There are also input fields for "EMP-A" and "2001". The main data area is titled "Energia Usinas (MWh)" and contains a table with the following data:

Usina	Vlr_MWh_JAN	Vlr_MWh_FEV	Vlr_MWh_MAR	Vlr_MWh_ABR
UH-A	483600	494347,422	489311,733	485893,777
UH-B	80797,303	72970,67	80952,257	78265,348
UH-C	266569,816	272078,168	321717,22	302482,28
UH-D	380834,403	391691,517	348532,39	373184,747
UH-E	32078,938	33869,66	34856,424	31070,394
UT-A	212040	191520	212040	205200
UT-B	38566,804	39526,93	40986,96	37694,549
UT-C	120493,084	108832,463	120493,084	116606,27
UT-D	143717,908	129809,723	129809,723	69540,923
UT-E	225432	203616	225432	218160

**Figura 30 - Consulta dos Resultados da Sazonalização**

Esta opção tem por objetivo permitir a visualização dos resultados da sazonalização, apresentando as seguintes tabelas:

MWh Usinas – dados mensais de energia assegurada sazonalizada por usina, em MWh .

MW médios Usinas – dados mensais de energia assegurada sazonalizada por usina, em MW médios.

Consumo Interno – dados mensais de consumo interno por usina, em MWh.

Perdas Transmissão – dados mensais de perdas de transmissão por usina, em MWh.

Perdas Transmissão CI – dados mensais de perdas de transmissão por usina, para as usinas comprometidas com os Contratos Iniciais, MWh.

MWh Contratos – dados mensais de energia dos contratos considerados na sazonalização da energia assegurada das usinas, em MWh.

MW médios Contratos – dados mensais de energia dos contratos considerados na sazonalização da energia assegurada das usinas, em MW médios.

PSE600 - Consulta dados de Resultados Intermediários

Potência Nominal (MW)

Usina	Vlr_JAN	Vlr_FEV	Vlr_MAR	Vlr_ABR	Vlr_MAI	V
▶ UH-A	1150	1150	1150	1150	1150	
UH-B	180	180	180	180	180	
UH-C	778	778	778	778	778	
UH-D	1140	1140	1140	1140	1140	
UHE	120	120	120	120	120	
UT-A	300	300	300	300	300	
UT-B	112	112	112	112	112	
UT-C	192	192	192	192	192	
UT-D	240	240	240	240	240	
UT-E	350	350	350	350	350	

**Figura 31 - Consulta de Resultados Intermediários da Sazonalização**

Pot Nominal Usinas – dados mensais da capacidade instalada por usina, em MW.

Pot Manut Usinas - dados mensais da potência disponível por usina após a alocação das manutenções preventivas, em MW.

Pot TEIF Usinas - dados mensais da potência disponível por usina após a alocação das manutenções preventivas, da reserva de potência e da TEIF, em MW.

Dados Fixos (MWh) - dados mensais de energia assegurada por usina informados em Dados Fixos, em MWh.

Pot Folga (MW) - dados mensais da folga de potência por usina considerando a disponibilidade e a energia assegurada, em MW.

Perc Folga Disp (%) - dados mensais da folga de potência por usina considerando a disponibilidade e a energia assegurada, em %.

Requisitos (MWh) - dados mensais dos requisitos de energia de contratos, consumo interno, perdas de transmissão e energia livre, em MWh.

Critério Alocação – apresenta o critério de alocação utilizado em cada usina no processo da sazonalização.

**ANEXO 2 – RELATÓRIOS DO CASO EXEMPLO**

## *Empresas*

<i>Codigo</i>	<i>Sigla</i>	<i>Perc. Reserva Potencia %</i>	<i>Pot. Consumo Interno Contratos Iniciais(MW)</i>	<i>Pot. Perdas Transm. Contratods Iniciais(MW)</i>
EA	EMP-A	3,5	50	45
EB	EMP-B	3,5	36	30
EC	EMP-C	3,5	30	25
ED	EMP-D	3,5	40	35
EE	EMP-E	3,5	50	45

**Usinas - EMP-A**

<i>Sigla</i>	<i>Tipo Usina</i>	<i>Submer</i>	<i>TipoSazona</i>	<i>Energia</i>	<i>Nome</i>	<i>PercConsumo</i>	<i>PercPerdas</i>	<i>TEIF</i>	<i>MOT</i>	<i>CIC</i>	<i>ERM</i>
		<i>cado</i>	<i>lizacao</i>	<i>Asseg.(MW)</i>	<i>Usina</i>	<i>Interno(%)</i>	<i>Trans.(%)</i>				
UH-A	H	1	L	650	Hidrelétrica A	0,2	2,7	1	0	1	1
UH-B	H	1	L	100	Hidrelétrica B	0,2	2	1	0	1	1
UH-C	H	1	L	400	Hidrelétrica C	0,2	2,8	1	0	1	1
UH-D	H	1	L	500	Hidrelétrica D	0,2	3,9	1	0	1	1
UH-E	H	1	L	40	Hidrelétrica E	0,2	1,7	1	0	1	1
UT-A	T	1	F	285	Térmica A	0	0	1	0	1	0
UT-B	T	1	L	48	Térmica B	14	0	1	0	1	1
UT-C	T	1	L	156	Térmica C	12,4	0,7	10	0	1	1
UT-D	T	1	L	172	Térmica D	10,5	0,7	5	0	1	1
UT-E	T	1	L	303	Térmica E	11	0,7	3	0	1	1

---

<i>Unidades Geradoras -</i>		EMP-A	
<i>Usina</i>	<i>Unidade</i>	<i>Data Inicio</i>	<i>Pot. Nominal</i>
UH-A	01	01/06/2000	230
UH-A	02	01/08/2000	230
UH-A	03	01/09/2000	230
UH-A	04	01/12/2000	230
UH-A	05	01/01/2001	230
UH-B	01	01/01/1970	90
UH-B	02	01/01/1970	90
UH-C	01	01/01/1982	132
UH-C	02	01/01/1982	132
UH-C	03	01/01/1982	132
UH-C	04	01/01/1982	132
UH-C	05	01/01/1983	125
UH-C	06	01/01/1983	125
UH-D	01	01/01/1982	285
UH-D	02	01/01/1982	285
UH-D	03	01/01/1982	285
UH-D	04	01/01/1982	285
UH-E	01	01/01/1970	60
UH-E	02	01/01/1970	60
UT-A	01	21/06/2000	300
UT-B	01	01/01/1970	28
UT-B	02	01/01/1970	28
UT-B	03	01/01/1970	28
UT-B	04	01/01/1970	28
UT-C	01	01/01/1970	40
UT-C	02	01/01/1970	40
UT-C	03	01/01/1970	56
UT-C	04	01/01/1970	56
UT-D	01	01/01/1984	120
UT-D	02	01/01/1984	120
UT-E	01	01/01/1996	350



**Manutenções -**

EMP-A

*Ano:* 2001*Usina**Unidade**DataInicio DataTermino**UH-A*

01	05/05/2001	12/05/2001
01	01/06/2001	08/09/2001
02	10/03/2001	23/03/2001
02	06/08/2001	12/08/2001
03	30/03/2001	12/04/2001
03	01/10/2001	07/10/2001
04	15/09/2001	30/09/2001
04	03/12/2001	09/12/2001
05	01/10/2001	15/10/2001

*UH-B*

01	03/09/2001	30/09/2001
02	08/10/2001	04/11/2001

*UH-C*

01	01/09/2001	04/10/2001
02	06/08/2001	18/08/2001
03	04/06/2001	07/06/2001
04	12/03/2001	15/03/2001
05	01/01/2001	28/02/2001
06	02/04/2001	05/04/2001

*UH-D*

01	03/03/2001	06/03/2001
01	27/05/2001	27/05/2001
01	27/11/2001	30/11/2001
02	03/03/2001	06/03/2001
02	31/07/2001	03/08/2001

---

<i>Usina</i>	<i>Unidade</i>	<i>DataInício</i>	<i>DataTérmino</i>
	03	27/03/2001	30/03/2001
	04	12/03/2001	16/03/2001
<i>UH-E</i>			
	01	05/11/2001	07/12/2001
<i>UT-A</i>			
	01	10/01/2001	10/01/2001
	01	14/06/2001	15/06/2001
<i>UT-B</i>			
	01	03/09/2001	19/10/2001
	02	03/09/2001	19/10/2001
<i>UT-C</i>			
	03	16/07/2001	30/08/2001
<i>UT-D</i>			
	01	26/03/2001	13/06/2001

***Disp. Potência Usinas Após Alocação Manutenções (MW) - EMP-A***

*Ano:* 2001

<i>Usina</i>	<i>JAN</i>	<i>FEV</i>	<i>MAR</i>	<i>ABR</i>	<i>MAI</i>	<i>JUN</i>	<i>JUL</i>	<i>AGO</i>	<i>SET</i>	<i>OUT</i>	<i>NOV</i>	<i>DEZ</i>
UH-A	1.150,000	1.150,000	1.031,290	1.058,000	1.090,645	920,000	920,000	868,065	966,000	986,774	1.150,000	1.098,065
UH-B	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	96,000	110,323	168,000	180,000
UH-C	653,000	653,000	760,968	761,333	778,000	760,400	778,000	722,645	646,000	760,968	778,000	778,000
UH-D	1.140,000	1.140,000	983,710	1.140,000	1.130,806	1.140,000	1.130,806	1.112,419	1.140,000	1.140,000	1.102,000	1.140,000
UH-E	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	68,000	106,452
UT-A	290,323	300,000	300,000	300,000	300,000	280,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000
UT-B	112,000	112,000	112,000	112,000	112,000	112,000	112,000	112,000	59,733	77,677	112,000	112,000
UT-C	192,000	192,000	192,000	192,000	192,000	192,000	163,097	137,806	192,000	192,000	192,000	192,000
UT-D	240,000	240,000	216,774	120,000	120,000	188,000	240,000	240,000	240,000	240,000	240,000	240,000
UT-E	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000
<b><i>Total</i></b>	4.427,323	4.437,000	4.246,742	4.333,333	4.373,451	4.242,400	4.293,903	4.142,935	4.109,733	4.277,742	4.460,000	4.496,517

<b>Disp. Potência Usinas Após Alocação Manut/TEIF/RP (MW) - EMP-A</b>									<b>Ano: 2001</b>			
<b>Usina</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>
UH-A	1.088,909	1.088,799	973,414	998,835	1.030,701	863,272	862,685	812,947	910,334	929,004	1.088,540	1.036,712
UH-B	170,217	170,199	170,543	170,379	170,306	170,549	170,455	170,725	87,634	101,508	158,278	170,091
UH-C	611,123	611,045	719,457	719,090	735,268	718,920	735,925	682,320	606,748	719,215	734,610	734,316
UH-D	1.074,802	1.074,684	922,275	1.075,894	1.066,301	1.077,041	1.067,302	1.050,920	1.078,691	1.076,634	1.036,782	1.073,955
UH-E	113,298	113,286	113,523	113,410	113,360	113,527	113,462	113,648	113,696	113,486	61,777	99,799
UT-A	287,419	297,000	297,000	297,000	297,000	277,200	297,000	297,000	297,000	297,000	297,000	297,000
UT-B	110,880	110,880	110,880	110,880	110,880	110,880	110,880	110,880	59,136	76,901	110,880	110,880
UT-C	172,800	172,800	172,800	172,800	172,800	172,800	146,787	124,026	172,800	172,800	172,800	172,800
UT-D	228,000	228,000	205,935	114,000	114,000	178,600	228,000	228,000	228,000	228,000	228,000	228,000
UT-E	339,500	339,500	339,500	339,500	339,500	339,500	339,500	339,500	339,500	339,500	339,500	339,500
<b>Total</b>	<b>4.196,948</b>	<b>4.206,193</b>	<b>4.025,327</b>	<b>4.111,788</b>	<b>4.150,116</b>	<b>4.022,289</b>	<b>4.071,996</b>	<b>3.929,966</b>	<b>3.893,539</b>	<b>4.054,048</b>	<b>4.228,167</b>	<b>4.263,053</b>

---

***Dados Fixos (MW médios) -*** EMP-A ***Ano:*** 2001

<b><i>Usina</i></b>	<b><i>Mes</i></b>	<b><i>PotenciaFirme (MW)</i></b>
UH-A	1	650



---

**Dados dos Contratos (MWh) - EMP-A** **Ano:** 2001

<b>Comp.</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>
EB	320.000,000	310.000,000	300.000,000	270.000,000	270.000,000	260.000,000	320.000,000	240.000,000	240.000,000	250.000,000	280.000,000	340.000,000
EC	105.000,000	90.000,000	95.000,000	85.000,000	85.000,000	80.000,000	110.000,000	80.000,000	70.000,000	70.000,000	80.000,000	100.000,000
ED	850.000,000	850.000,000	870.000,000	860.000,000	860.000,000	820.000,000	850.000,000	850.000,000	820.000,000	850.000,000	840.000,000	810.000,000
EF	200.000,000	210.000,000	210.000,000	200.000,000	190.000,000	190.000,000	200.000,000	200.000,000	210.000,000	210.000,000	210.000,000	210.000,000
EG	40.000,000	38.000,000	40.000,000	35.000,000	35.000,000	30.000,000	30.000,000	30.000,000	40.000,000	45.000,000	35.000,000	35.000,000
EH	220.000,000	210.000,000	240.000,000	230.000,000	240.000,000	280.000,000	300.000,000	240.000,000	230.000,000	240.000,000	240.000,000	250.000,000
<b>Total</b>	1.735.000,000	1.708.000,000	1.755.000,000	1.680.000,000	1.680.000,000	1.660.000,000	1.810.000,000	1.640.000,000	1.610.000,000	1.665.000,000	1.685.000,000	1.745.000,000

**Requisitos de Energia (MWh) - EMP-A****Ano:** 2001

<b>Requisito</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>
CONSUMO	38.767,590	35.600,020	38.117,390	33.133,250	33.818,400	35.641,680	37.941,340	36.036,590	35.889,620	37.353,490	37.240,040	38.460,580
CONTRAT	1.735.000,000	1.708.000,000	1.755.000,000	1.680.000,000	1.680.000,000	1.660.000,000	1.810.000,000	1.640.000,000	1.610.000,000	1.665.000,000	1.685.000,000	1.745.000,000
LIVRE	173.586,410	156.787,730	173.586,410	167.986,850	173.586,410	167.986,850	173.586,410	173.586,410	167.986,850	173.586,410	167.986,850	173.586,410
PERDAS	33.183,920	33.542,270	33.523,330	33.350,940	32.851,920	32.276,970	35.601,570	31.466,650	31.212,200	31.880,500	32.089,840	33.219,890
<b>Total</b>	1.980.537,920	1.933.930,020	2.000.227,130	1.914.471,040	1.920.256,730	1.895.905,500	2.057.129,320	1.881.089,650	1.845.088,670	1.907.820,400	1.922.316,730	1.990.266,880

**Energia dos Contratos (MWh) - EMP-A****Ano:** 2001

<b>Comp.</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>
LIVRE	173.586,411	156.787,726	173.586,411	167.986,849	173.586,411	167.986,849	173.586,411	173.586,411	167.986,849	173.586,411	167.986,849	173.586,411
EB	320.000,000	310.000,000	300.000,000	270.000,000	270.000,000	260.000,000	320.000,000	240.000,000	240.000,000	250.000,000	280.000,000	340.000,000
EC	105.000,000	90.000,000	95.000,000	85.000,000	85.000,000	80.000,000	110.000,000	80.000,000	70.000,000	70.000,000	80.000,000	100.000,000
ED	850.000,000	850.000,000	870.000,000	860.000,000	860.000,000	820.000,000	850.000,000	850.000,000	820.000,000	850.000,000	840.000,000	810.000,000
EF	200.000,000	210.000,000	210.000,000	200.000,000	190.000,000	190.000,000	200.000,000	200.000,000	210.000,000	210.000,000	210.000,000	210.000,000
EG	40.000,000	38.000,000	40.000,000	35.000,000	35.000,000	30.000,000	30.000,000	30.000,000	40.000,000	45.000,000	35.000,000	35.000,000
EH	220.000,000	210.000,000	240.000,000	230.000,000	240.000,000	280.000,000	300.000,000	240.000,000	230.000,000	240.000,000	240.000,000	250.000,000
<b>Total</b>	<b>1.908.586,411</b>	<b>1.864.787,726</b>	<b>1.928.586,411</b>	<b>1.847.986,849</b>	<b>1.853.586,411</b>	<b>1.827.986,849</b>	<b>1.983.586,411</b>	<b>1.813.586,411</b>	<b>1.777.986,849</b>	<b>1.838.586,411</b>	<b>1.852.986,849</b>	<b>1.918.586,411</b>

**Energia dos Contratos (MW médios) - EMP-A****Ano:** 2001

<b>Comp.</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>
LIVRE	233,315	233,315	233,315	233,315	233,315	233,315	233,315	233,315	233,315	233,315	233,315	233,315
EB	430,108	461,310	403,226	375,000	362,903	361,111	430,108	322,581	333,333	336,022	388,889	456,989
EC	141,129	133,929	127,688	118,056	114,247	111,111	147,849	107,527	97,222	94,086	111,111	134,409
ED	1.142,473	1.264,881	1.169,355	1.194,444	1.155,914	1.138,889	1.142,473	1.142,473	1.138,889	1.142,473	1.166,667	1.088,710
EF	268,817	312,500	282,258	277,778	255,376	263,889	268,817	268,817	291,667	282,258	291,667	282,258
EG	53,763	56,548	53,763	48,611	47,043	41,667	40,323	40,323	55,556	60,484	48,611	47,043
EH	295,699	312,500	322,581	319,444	322,581	388,889	403,226	322,581	319,444	322,581	333,333	336,022
<b>Total</b>	2.565,304	2.774,983	2.592,186	2.566,648	2.491,379	2.538,871	2.666,111	2.437,617	2.469,426	2.471,219	2.573,593	2.578,746

---

***Critério de Alocação da Energia Assegurada - EMP-A******Ano:*** 2001

<b><i>Usina</i></b>	<b><i>Tipo</i></b>	<b><i>Descrição</i></b>
UH-A	D	Proporcional à disponibilidade
UH-B	D	Proporcional à disponibilidade
UH-C	L	Livre
UH-D	L	Livre
UH-E	L	Livre
UT-A	F	Flat
UT-B	L	Livre
UT-C	D	Proporcional à disponibilidade
UT-D	D	Proporcional à disponibilidade
UT-E	D	Proporcional à disponibilidade

**Energia Assegurada das Usinas (MWh) - EMP-A****Ano:** 2001

<b>Usin</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>
UH-A	483.600,000	494.347,422	489.311,733	485.893,777	518.108,423	419.947,979	433.651,006	408.648,969	442.841,452	466.987,739	529.531,650	521.129,850
UH-B	80.797,303	72.970,670	80.952,257	78.265,348	80.839,589	78.343,548	80.910,120	81.038,357	40.255,622	48.183,108	72.706,458	80.737,620
UH-C	265.120,566	270.407,064	320.172,989	301.019,087	290.162,868	303.630,733	349.455,593	289.522,907	257.641,711	288.459,585	279.512,565	288.894,332
UH-D	379.013,182	389.446,728	346.533,316	371.345,792	338.925,710	375.784,326	429.113,727	365.003,273	374.275,478	350.890,094	319.006,595	340.661,779
UH-E	31.932,026	33.670,486	34.687,855	30.922,026	27.681,386	31.372,300	36.915,918	31.335,294	31.881,298	28.727,829	8.721,722	22.551,860
UT-A	212.040,000	191.520,000	212.040,000	205.200,000	212.040,000	205.200,000	212.040,000	212.040,000	205.200,000	212.040,000	205.200,000	212.040,000
UT-B	38.391,845	39.309,465	40.794,182	37.517,880	34.714,718	37.912,956	43.538,706	37.868,009	19.145,055	22.889,061	33.789,675	34.608,448
UT-C	120.493,084	108.832,463	120.493,084	116.606,210	120.493,084	116.606,210	102.354,340	86.482,939	116.606,210	120.493,084	116.606,210	120.493,082
UT-D	143.717,908	129.809,723	129.809,723	69.540,923	71.858,954	108.947,446	143.717,908	143.717,908	139.081,846	143.717,908	139.081,846	143.717,907
UT-E	225.432,000	203.616,000	225.432,000	218.160,000	225.432,000	218.160,000	225.432,000	225.432,000	218.160,000	225.432,000	218.160,000	225.432,000
<b>Total</b>	1.980.537,914	1.933.930,021	2.000.227,139	1.914.471,043	1.920.256,732	1.895.905,498	2.057.129,318	1.881.089,656	1.845.088,672	1.907.820,408	1.922.316,721	1.990.266,878

**Energia Assegurada das Usinas (MW médios) - EMP-A****Ano:** 2001

<b>Usin</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>
UH-A	650,000	735,636	657,677	674,852	696,382	583,261	582,864	549,259	615,058	627,672	735,461	700,443
UH-B	108,599	108,587	108,807	108,702	108,655	108,810	108,750	108,923	55,911	64,762	100,981	108,518
UH-C	356,345	402,391	430,340	418,082	390,004	421,709	469,698	389,144	357,836	387,714	388,212	388,299
UH-D	509,426	579,534	465,771	515,758	455,545	521,923	576,766	490,596	519,827	471,626	443,065	457,879
UH-E	42,919	50,105	46,623	42,947	37,206	43,573	49,618	42,117	44,280	38,613	12,114	30,312
UT-A	285,000	285,000	285,000	285,000	285,000	285,000	285,000	285,000	285,000	285,000	285,000	285,000
UT-B	51,602	58,496	54,831	52,108	46,660	52,657	58,520	50,898	26,590	30,765	46,930	46,517
UT-C	161,953	161,953	161,953	161,953	161,953	161,953	137,573	116,241	161,953	161,953	161,953	161,953
UT-D	193,169	193,169	174,475	96,585	96,585	151,316	193,169	193,169	193,169	193,169	193,169	193,169
UT-E	303,000	303,000	303,000	303,000	303,000	303,000	303,000	303,000	303,000	303,000	303,000	303,000
<b>Total</b>	2.662,013	2.877,871	2.688,477	2.658,987	2.580,990	2.633,202	2.764,958	2.528,347	2.562,624	2.564,274	2.669,885	2.675,090

<b>Consumo Interno das Usinas - Contratos Iniciais (MWh) - EMP-A</b>												
	<b>Ano: 2001</b>											
<b>Usin</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>
UH-A	598,263	611,559	605,329	601,101	640,954	519,519	536,471	505,541	547,841	577,712	655,085	644,691
UH-B	99,955	90,272	100,146	96,822	100,007	96,919	100,094	100,253	49,800	59,607	89,945	99,881
UH-C	327,509	334,795	396,108	373,328	359,817	375,574	432,484	357,946	318,145	356,320	345,567	357,217
UH-D	468,159	482,203	428,729	460,819	420,588	464,810	531,119	451,206	462,128	433,274	394,311	421,167
UH-E	39,430	41,697	42,916	38,400	34,378	38,803	45,696	38,730	39,349	35,456	10,756	27,872
UT-A	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
UT-B	3.319,681	3.406,960	3.532,882	3.258,750	3.015,151	3.282,650	3.772,128	3.276,918	1.651,788	1.976,533	2.923,799	2.995,162
UT-C	9.241,867	8.347,493	9.241,867	8.943,743	9.241,867	8.943,743	7.850,618	6.633,276	8.943,743	9.241,867	8.943,743	9.241,867
UT-D	9.334,179	8.430,871	8.430,871	4.516,538	4.667,089	7.075,910	9.334,179	9.334,179	9.033,076	9.334,179	9.033,076	9.334,179
UT-E	15.338,546	13.854,170	15.338,546	14.843,754	15.338,546	14.843,754	15.338,546	15.338,546	14.843,754	15.338,546	14.843,754	15.338,546
<b>Total</b>	<b>38.767,589</b>	<b>35.600,020</b>	<b>38.117,394</b>	<b>33.133,255</b>	<b>33.818,397</b>	<b>35.641,682</b>	<b>37.941,335</b>	<b>36.036,595</b>	<b>35.889,624</b>	<b>37.353,494</b>	<b>37.240,036</b>	<b>38.460,582</b>

**Perdas de Transmissão das Usinas (MWh) - EMP-A****Ano:** 2001

<b>Usin</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>
UH-A	10.616,185	10.852,117	10.741,572	10.666,539	11.373,728	9.218,870	9.519,684	8.970,830	9.721,437	10.251,506	11.624,496	11.440,056
UH-B	1.313,848	1.186,579	1.316,368	1.272,676	1.314,536	1.273,948	1.315,683	1.317,768	654,598	783,508	1.182,283	1.312,878
UH-C	6.026,898	6.160,984	7.289,271	6.870,072	6.621,427	6.911,403	7.958,676	6.586,999	5.854,575	6.557,080	6.359,202	6.573,589
UH-D	11.999,709	12.359,673	10.989,054	11.811,559	10.780,372	11.913,870	13.613,479	11.565,159	11.845,105	11.105,532	10.106,845	10.795,222
UH-E	440,537	465,867	479,488	429,033	384,099	433,540	510,547	432,722	439,641	396,141	120,169	311,404
UT-A	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
UT-B	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
UT-C	685,770	619,405	685,770	663,649	685,770	663,649	582,536	492,206	663,649	685,770	663,649	685,770
UT-D	817,951	738,795	738,795	395,783	408,976	620,060	817,951	817,951	791,566	817,951	791,566	817,951
UT-E	1.283,016	1.158,853	1.283,016	1.241,628	1.283,016	1.241,628	1.283,016	1.283,016	1.241,628	1.283,016	1.241,628	1.283,016
<b>Total</b>	<b>33.183,914</b>	<b>33.542,273</b>	<b>33.523,334</b>	<b>33.350,939</b>	<b>32.851,924</b>	<b>32.276,968</b>	<b>35.601,572</b>	<b>31.466,651</b>	<b>31.212,199</b>	<b>31.880,504</b>	<b>32.089,838</b>	<b>33.219,886</b>

**Folga de Potência das Usinas (MW) - EMP-A****Ano:** 2001

<b>Usina</b>	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>
UH-A	438,909	353,163	315,737	323,983	334,319	280,011	279,821	263,688	295,276	301,332	353,079	336,268
UH-B	61,618	61,612	61,737	61,677	61,651	61,739	61,704	61,802	31,723	36,746	57,296	61,573
UH-C	255,292	208,324	289,094	299,957	344,335	297,265	266,041	293,420	249,569	332,081	346,644	346,208
UH-D	566,157	494,648	456,469	558,535	609,341	555,201	490,253	560,694	559,863	605,891	594,092	616,366
UH-E	70,459	63,130	66,896	70,299	76,009	69,963	63,815	71,569	69,519	74,963	49,702	69,517
UT-A	2,419	12,000	12,000	12,000	12,000	-7,800	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
UT-B	59,355	52,334	56,046	58,615	64,081	58,231	52,332	60,019	32,644	46,223	63,987	64,392
UT-C	10,847	10,847	10,847	10,847	10,847	10,847	9,214	7,785	10,847	10,847	10,847	10,847
UT-D	34,831	34,831	31,460	17,415	17,415	27,284	34,831	34,831	34,831	34,831	34,831	34,831
UT-E	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500
<b>Total</b>	<b>1.536,387</b>	<b>1.327,389</b>	<b>1.336,786</b>	<b>1.449,828</b>	<b>1.566,498</b>	<b>1.389,241</b>	<b>1.306,511</b>	<b>1.402,308</b>	<b>1.332,772</b>	<b>1.491,414</b>	<b>1.558,978</b>	<b>1.588,502</b>



---

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Paixão, L. E. Memórias do Projeto RE-SEB. Massao Ohno Editor. São Paulo, 2000.
- [2] Silveira, F.S.V. Um Modelo para Planejamento Econômico-Financeiro de Empresa de Energia Elétrica Adequado ao Ambiente Competitivo. Florianópolis, 1997. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [3] MAE. Regras de Mercado. São Paulo, 2001.
- [4] MAE. Procedimentos de Mercado. São Paulo, 2001.
- [5] Hunt, S.; Shuttleworth, G. Competitive and Choice in Electricity. John Wiley & Sons. England, 1996.
- [6] MAE. Acordo de Mercado. São Paulo, 2001.
- [7] Wood, J.; Wollenberg, B. F. Power Generation, Operation and Control. John Wiley & Sons. USA, 1984.
- [8] Lasdon, L. S. Optimization Theory for Large Systems. The Macmillan Company. USA, 1970.
- [9] Grainger, J. J.; Stevenson Jr, W. D. Power System Analysis. McGraw-Hill Inc. USA, 1994.
- [10] Anders, G. J. Probability Concepts in Electric Power Systems. John Wiley & Sons. USA, 1990.
- [11] Billinton, R.; Allan, R. N. Reliability Evaluation of Power Systems. Pitman Publishing Limited. Great Britain, 1984.
- [12] Silva, E. L. Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica. Editora Luzzatto. Porto Alegre, 2001.
- [13] ANEEL. Resolução 244/1998. Brasília, 1998.
- [14] Ministério de Minas e Energia – MME. Avaliação da Metodologia de Cálculo de Energia Assegurada de Usinas Hidrelétricas. Brasília, 2002

- 
- [15] Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI. Resumo das Regras Relativas à Operação Coordenada Otimizada pelo GCOI. Rio de Janeiro, 1998
- [16] ANEEL. Resolução 332/1998. Brasília, 1998.
- [17] ANEEL. Resolução 290/2000. Brasília, 2000.
- [18] Schuch, G. B. Um Modelo para Estudos da Demanda de Energia Elétrica em Ambiente Competitivo. Florianópolis, 2000. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [19] de Marco, T. Structured Analysis and System Specification.
- [20] Chen, P. The Entity-Relationship Model – Toward a Unified View of Data ACM.
- [21] Sriram, R. D. Intelligent Systems for Engineering. Springer. Great Britain, 1997.
- [22] Marwali, M.K.C.; Shahidehpour, S.M. Long-Term Transmission and Generation Maintenance Scheduling with Network, Fuel and Emission Constraints. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14. NO. 3, August 1999.
- [23] Silva, E.L.; Morozowski, M.; Fonseca, L.G.S. Transmission Constrained Maintenance Scheduling of Generation Units: A Stochastic Programming Approach. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.10. NO. 2, MAY 1995.
- [24] Sousa, G. C. D. Programação da Manutenção de unidades Geradoras com Considerações de Aspectos Energéticos e uma Extensão a Sistemas Interligados. Florianópolis, 1986. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [25] Moro, L.M.; Ramos, A. Goal Programming Approach to Maintenance Scheduling of Generation Units in Large Scale Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14. NO. 3, August 1999.
- [26] Microsoft Inc. Manuais da Linguagem Visual Basic.
- [27] Pereira, L.; Deberry, D. The Role of Less-Economic Units in the Open Access Transmission Era. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14. NO. 3, August 1999.

- [28] Puccini, A. L. Introdução à Programação Linear. Livros Técnicos e Científicos Editora S.<sup>a</sup> Brasil ,1975.
- [29] Chuan-Ping, C.; Chih-Wen L.; Chun-Chang L. Unit Commitment by Lagrangian Relaxation and Genetic Algorithms. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.15. NO. 2, MAY 2000.