

CÁPÍTULO 4

ESTÁGIO ATUAL DE DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS DE SOFTWARE PARA A OPERAÇÃO ENERGÉTICA

4.1 INTRODUÇÃO

Neste Capítulo 4 desta Tese é realizada uma descrição, conforme AZEVEDO FILHO (2000), do estágio atual de desenvolvimento dos principais modelos de operação energética utilizados pelo Setor Elétrico, mormente no âmbito do ONS.

Coube ao CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica a incumbência de desenvolver a maior parte desses modelos.

4.2 O MODELO NEWAVE

O Modelo NEWAVE é um modelo de otimização para o planejamento da operação em um horizonte de médio prazo (até 5 anos à frente), que tem como objetivo a determinação das políticas de operação ótimas para sistemas hidrotérmicos interligados que minimizem o custo de operação no período de planejamento.

No Modelo NEWAVE, o parque gerador de cada subsistema é representado por subsistemas equivalentes, considerando usinas térmicas e intercâmbio entre subsistemas.

A formulação matemática e o algoritmo de solução do problema de planejamento a médio prazo implementadas no Modelo NEWAVE estão descritos em detalhe no Relatório Técnico 237/93, (CEPEL, 1993a). Este modelo utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) e decomposição pelo algoritmo de Benders. O processo de convergência consiste em uma simulação no sentido recursivo (*backward*) onde se obtém, iterativamente, as funções de custo futuro que

representam a política de operação para cada estágio do período de planejamento e uma simulação no sentido direto (*forward*) onde se obtém um limite superior e um limite inferior para o custo total de operação no período de planejamento estudado. Quando estes dois valores estiverem suficientemente próximos (critério de convergência) o processo iterativo é interrompido.

O Modelo NEWAVE representa a estocasticidade das energias afluentes modelando-a como variável de estado no algoritmo de programação dinâmica estocástica e através da consideração de cenários equiprováveis. O modelo estocástico adotado é o PAR(p) considerado no modelo GEVAZP.

Este modelo teve seu desenvolvimento iniciado em 1993, contratado ao CEPEL pelo conjunto de empresas que na época compunham o GCOI. Sua validação, até 1998, ficou a cargo do Subcomitê de Estudos Energéticos, através do Grupo de Trabalho de Metodologia e Critérios (GTMC).

A versão atual do Modelo NEWAVE (versão 7) representa os seguintes recursos:

- Cálculo das funções de custo futuro através do algoritmo de otimização programação dinâmica dual estocástica;
- Consideração do processo estocástico PAR(p) no algoritmo de otimização e na geração de cenários sintéticos de afluências;
- Produtibilidade variável com a queda;
- Tratamento da configuração dinâmica;
- Separação da afluência gerada em energia controlável, fio d'água e energia de vazão mínima;

- Consideração de perdas de potência por deplecionamento;
- Tratamento da função custo de déficit por patamares;
- Consideração da carga em até três patamares;
- Disponibilização do módulo de despacho hidrotérmico mensal (NEWDESP);
- Disponibilização do módulo de apresentação dos resultados da simulação final e das curvas de permanência de algumas variáveis (NWLSTOP);
- Disponibilização do módulo de apresentação das funções de custo futuro (NWLSTCF);
- Consideração do volume de espera para controle de cheias em reservatórios;
- Indisponibilidade de unidades geradoras devido à manutenção;
- Enchimento de volume morto de novos aproveitamentos;
- Limites de geração mínima e máxima em usinas hidro e termelétricas.

A partir da implementação da nova estrutura do Setor Elétrico, coube ao ONS realizar, através do Subgrupo Especial de Validação de Modelos – Médio Prazo (SGEVM-MP), os testes suplementares para as novas necessidades de uso e validação final do modelo.

4.3 O MODELO SUISHI

O Modelo SUISHI (CEPEL, 1993a) é um modelo de simulação a usinas

individualizadas da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados, que se distingue pelas seguintes características principais:

- Pode simular até cinco subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados em malha, mas hidraulicamente independentes, levando em conta limites nas capacidades de intercâmbio de energia nos dois sentidos;
- Pode ser acoplado a um modelo que determine as políticas de operação ótimas para sistemas hidrotérmicos interligados e forneça uma função valor esperado do custo futuro de operação para cada estágio da simulação;
- Considera restrições operativas locais decorrentes do uso múltiplo da água, tais como, vazão máxima para controle de cheias, vazão mínima para saneamento ou navegação e desvio de vazão do rio para irrigação, além de operar bacias especiais como as dos rios Paraíba do Sul e Tietê;
- Simula múltiplas séries hidrológicas em paralelo (históricas ou sintéticas), permitindo a mais fácil obtenção de índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada estágio da simulação;
- Utiliza regras de operação automáticas ou fornecidas pelo usuário;
- Apresenta baixo custo computacional viabilizando estudos de maior porte e mais ambiciosos (configurações grandes, longos horizontes de estudo, utilização de séries sintéticas de vazões, etc.);
- Considera três modos de simulação: simulação estática, simulação dinâmica, simulação estática com cálculo da energia firme e da energia garantida a um certo risco desejado;

- É capaz de simular a operação da bacia do Rio Tietê, bastando incluir as usinas de Barra Bonita e Henry Borden e informar o volume inicial de Guarapiranga;
- É capaz de simular a operação da bacia do rio Paraíba do Sul através do modelo “SHP”, desenvolvido pela ELETROBRÁS.

O Modelo SUIISHI é composto por dois subproblemas: o balanço hidrotérmico mensal a subsistemas equivalentes e a simulação da operação de cada subsistema a usinas individualizadas.

O problema de cálculo do *balanço hidrotérmico mensal* entre os subsistemas pode ser formulado como um problema de otimização que consiste em se determinar, a cada mês, quais os valores de *geração hidráulica controlável*, *geração térmica e intercâmbios de energia* de cada subsistema que minimizam a soma dos *custos atuais* mais o *valor presente esperado dos custos futuros* de operação (do mês em curso até o fim do horizonte de estudo). Uma vez determinados os valores ótimos de geração hidráulica controlável, estes serão utilizados para se calcular as *metas* (ou mercados) mensais para a simulação independente da operação de cada subsistema hidráulico, em cada série hidrológica, usando-se uma metodologia de simulação a usinas individualizadas.

Caso as metas de geração hidráulica não possam ser atendidas pelo modelo de simulação (por limites de turbinamento nas usinas hidroelétricas ou por excesso de geração-vertimentos turbináveis) retorna-se ao subproblema de balanço hidrotérmico mensal com novas restrições.

Com este procedimento iterativo, a função balanço mensal torna possível, não apenas para garantir uma maior equalização dos valores da água entre os subsistemas, como também levar em conta no cálculo dos intercâmbios e gerações térmicas, o limite de turbinamento das usinas hidrelétricas, através de restrições na geração hidráulica máxima, bem como as limitações de armazenamento de energia em um subsistema, através de restrições na sua energia armazenada máxima. Evidentemente isto ajuda a

reduzir a discrepância existente entre a modelagem a sistema equivalente e a modelagem a usinas individualizadas.

A partir da implementação da nova estrutura do Setor Elétrico, coube ao ONS realizar, através do Subgrupo Especial de Validação de Modelos – Médio Prazo (SGEVM-MP), os testes de validação deste modelo.

4.4 O MODELO GEVAZP

O Modelo GEVAZP é um modelo de geração de séries sintéticas de vazões afluentes a aproveitamentos hidroelétricos ou energias afluentes a subsistemas equivalentes. Este modelo, a partir de registros históricos, seleciona automaticamente um modelo estocástico PAR(p) para cada aproveitamento ou subsistema com base nas funções de auto-correlação e auto-correlação parcial. Os parâmetros de cada modelo são obtidos a partir de modelagens lineares e os cenários de afluências são produzidos de forma a preservar a correlação espacial entre os aproveitamentos ou subsistemas. Este modelo estocástico provou ser adequado na reprodução de secas severas tão prováveis quanto as verificadas no registro histórico.

Os cenários sintéticos de afluências podem ser gerados em forma de “pente”, para uso nos Modelos NEWAVE e SUIISHI ou em forma de “árvore” para uso no Modelo DECOMP. Os cenários podem também ser ou não condicionados a uma tendência hidrológica já verificada em cada aproveitamento ou subsistema.

O modelo disponibiliza ao final da geração de cenários sintéticos um conjunto de testes estatísticos para a validação do modelo. Muitos destes testes foram desenvolvidos pelo CEPEL, com a cooperação técnica da ELETROBRÁS, durante a década de 80. O objetivo é analisar se os cenários gerados preservam propriedades da série histórica muito importantes para o planejamento da operação hidrotérmica de longo e médio prazos do Setor Elétrico Brasileiro.

O Modelo GEVAZP foi desenvolvido no âmbito do Projeto NEWAVE (CEPEL, 1993a). Sua validação (na opção de energias afluentes aos subsistemas), até 1998, ficou a cargo do Subcomitê de Estudos Energéticos, através do Grupo de Trabalho de Metodologia e Critérios (GTMC).

A partir da implementação da nova estrutura do Setor Elétrico, coube ao ONS realizar, através do Subgrupo Especial de Validação de Modelos – Médio Prazo (SGEVM-MP), os testes suplementares (na opção vazões afluentes aos aproveitamentos hidroelétricos).

4.5 O MODELO DECOMP

O Modelo DECOMP (CEPEL, 1997) é um modelo de otimização para o planejamento da operação em um horizonte de médio prazo (até 12 meses à frente), que tem como objetivo a determinação das políticas de operação para sistemas hidrotérmicos interligados que minimizem o custo de operação no período de planejamento.

No DECOMP o parque gerador de cada subsistema é representado por usinas hidráulicas individualizadas, considerando vínculos hidráulicos até mesmo entre subsistemas, usinas térmicas e intercâmbio entre subsistemas.

A formulação matemática e o algoritmo de solução do problema de planejamento de médio prazo implementados no Modelo DECOMP estão descritos em detalhe no Manual de Metodologia, Relatório Técnico DPP/PEL-1263/97 (CEPEL, 1997), de 29/12/1997, do CEPEL. Este modelo utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) e decomposição pelo algoritmo de Benders. O processo de convergência consiste em uma solução no sentido direto (*forward*) onde se obtém um limite superior para o custo total de operação no período de planejamento estudado e uma solução no sentido recursivo (*backward*) onde se obtém o custo total de operação associado àquelas propostas de geração. Quando estes dois valores

estiverem suficientemente próximos (critério de convergência) o processo iterativo é interrompido.

O DECOMP representa a estocasticidade das vazões no curto prazo através da consideração de uma árvore de cenários de vazões que traduzem possibilidades de afluências futuras aos aproveitamentos hidráulicos. Para obtenção desta árvore de cenários de afluências é utilizado o Modelo GEVAZP.

Para consideração das conseqüências futuras de suas decisões o DECOMP tem o acoplamento com um modelo de médio prazo a partir do seu último estágio. Este acoplamento se dá através das funções de custo futuro obtidas pelo Modelo NEWAVE na etapa de planejamento de médio prazo.

A versão atual do Modelo DECOMP (versão 6) apresenta os seguintes recursos:

- Possibilidade de discretizar o primeiro mês em estágios semanais;
- Configuração dinâmica;
- Variação da produtividade das usinas hidráulicas com relação à queda;
- Indisponibilidade de unidades geradoras devido à manutenção;
- Volumes de espera para controle de cheias em reservatórios;
- Enchimento de volume morto de novos aproveitamentos;
- Tempo de viagem da água entre aproveitamentos;
- Limites de geração mínima e máxima em usinas hidro e térmicas;

- Curva de carga em até três patamares;
- Contratos de importação/exportação com sistemas internacionais;
- Função de déficit em patamares e racionamento preventivo.

O Modelo DECOMP encontra-se em fase de validação pelo ONS. Em uma etapa anterior de testes, realizada sob a coordenação do SCEN (trabalhos realizados em 1998), procurou-se nivelar o conhecimento das empresas na utilização do modelo e validar os recursos de planejamento implementados no modelo.

4.6 OS MODELOS CHEIAS

O grupo de Modelos CHEIAS é composto pelos modelos DIANA, de geração de séries sintéticas de vazões; CAEV, de cálculo de volumes de espera em sistema multireservatório; VESPOT, de cálculo da alocação ótima de volumes de espera por reservatório; e, OPCHEN (nome provisório), de simulação da operação de um sistema multireservatório em situação de cheia. Os Modelos DIANA, CAEV e VESPOT formam o sistema SPEC de estudos de prevenção de cheias. Na versão 1.0 do sistema SPEC apenas os modelos CAEV e VESPOT integram este sistema.

O Modelo DIANA é um gerador de vazões sintéticas diárias multivariado. A sua formulação baseia-se na divisão das vazões em duas componentes: uma parcela dependente de fatores externos (precipitações) e uma outra representando o contínuo esvaziamento da água armazenada na bacia. Os aspectos metodológicos do Modelo DIANA estão descritos nos Relatórios Técnicos CEPEL/DPST-120/83 (CEPEL, 1983), CEPEL/DPP/ PON-148/92 (CEPEL, 1992) e CEPEL/DPP/PON-001/93 (CEPEL, 1993b).

O Modelo DIANA é composto de 6 programas: EPNP, EENP, GENP, COMPARA, AUXAJUS e ENSOCLAS. Os quatro primeiros são obrigatórios, sendo que os três

primeiros executam a geração e o quarto faz uma comparação de alguns parâmetros entre as séries histórica e sintética. Os demais são programas auxiliares, que devem ser executados antes da geração.

A versão atual do Modelo DIANA apresenta os seguintes recursos:

- Geração de séries sintéticas de até 12.000 anos;
- Comparação dos volumes de espera calculados para as séries sintética e histórica (média, desvio padrão e distribuição de probabilidade);
- Ajuste automático da taxa de recessão característica (principal parâmetro de calibração); e,
- Possibilidade de geração de séries sintéticas por cenário hidrológico de tendências macro-climáticas, segundo as fases do fenômeno ENSO (El Niño South Oscillation).

A versão 2.0 do Modelo DIANA tem como Manual do Usuário o Relatório Técnico CEPEL/DPP/PEL-099/99 (CEPEL, 1999a).

O Modelo CAEV é utilizado para o cálculo de volumes de espera em sistema multireservatório, baseando-se na teoria de condições de controlabilidade. Os aspectos metodológicos do Modelo CAEV estão descritos no Relatório Técnico CEPEL/DPST- 272/89 (CEPEL 1989).

Por recursão são obtidos os volumes vazios necessários e suficientes para a absorção da diferença entre as vazões afluentes, obtidas pela soma das vazões incrementais sintéticas, geradas através do Modelo DIANA, para todos os sistemas parciais de um sistema multireservatório, e a restrição de vazão máxima existente a jusante dos mesmos.

Para a obtenção da curva de volumes de espera associada a um tempo de recorrência (envoltória) é adotado um critério de descarte ou eliminação das trajetórias críticas que pode ser baseado nos seguintes parâmetros:

- Flecha máxima de volume de espera durante a estação chuvosa; e,
- Taxa de reenchimento, definida pela razão entre a flecha máxima e o intervalo de tempo entre a ocorrência da flecha máxima e o final do período de controle de cheias.

O Modelo VESPOT tem como função a determinação da distribuição ótima dos volumes de espera em um sistema multireservatório. O processo de otimização tem uma formulação linear estocástica, na qual podem ser adotados parâmetros energéticos na definição de sua função objetivo. A versão atual dispõe das seguintes alternativas para a função objetivo:

- Alocação proporcional;
- Alocação por faixas de prioridade; e,
- Alocação por faixas de prioridade com limite inferior.

Os aspectos metodológicos do Modelo VESPOT estão descritos no Relatório Técnico CEPEL/DPP-245/94 (CEPEL, 1994).

A execução deste modelo deve ser precedida da execução do modelo CAEV, pois, para acelerar a convergência do algoritmo, são consideradas as condições de controlabilidade sob a forma das envoltórias geradas pelo CAEV.

A versão 1.0 do sistema SPEC, composta pelos modelos CAEV e VESPOT, tem como Manual do Usuário o Relatório Técnico CEPEL/DPP/PEL-101/99 (CEPEL,

1999b).

O Modelo OPCHEN (nome provisório), em fase de concepção, terá a finalidade de simular a operação de controle de cheias de um sistema multireservatório em situação normal, observando as regras de operação e suas restrições hidráulicas. A abordagem metodológica adotada neste modelo será também utilizada na incorporação das regras de operação para controle de cheias a ser efetuada junto ao modelo DECOMP.

Ainda no âmbito dos Modelos CHEIAS, será desenvolvida uma metodologia para a incorporação das regras de operação para controle de cheias em situação normal e de emergência no modelo DESSEM.

Os Modelos CHEIAS, exceto o OPCHEN, encontram-se em fase de validação pelo ONS. Em uma etapa anterior, realizada sob a coordenação do GTHO/SCEN/GCOI, foram feitas aplicações dos modelos DIANA e CAEV ao sistema de reservatórios da bacia do Rio Paraná. Os resultados destes estudos, inclusive, já vem sendo adotados desde o período de controle de cheias 1997/1998.

4.7 O MODELO PREVIVAZ/PREVIVAZH

O Projeto PREVIVAZ tem por objetivo o desenvolvimento de modelos de previsão de vazões semanais e diárias para uso no Programa Mensal de Operação do Setor Elétrico (PMO) e do Programa de Operação Diária, respectivamente.

O Modelo PREVIVAZ – Modelo de Previsão de Vazões Semanais, foi desenvolvido visando a obtenção das previsões semanais, até seis semanas a frente, para uso no PMO. Este modelo seleciona entre diversas alternativas de modelagem estocástica de vazões semanais um modelo estocástico para cada semana.

A versão atual do Modelo PREVIVAZ (versão 2) foi validada no Relatório SCEN/GTHO-03/98: “Modelo PREVIVAZ – Testes Finais de Validação” (CEPEL, 1998), de agosto de 1998. Neste relatório foi feita a análise de desempenho do modelo durante o ano de 1997 em 12 locais de aproveitamento.

O Modelo PREVIVAZ encontra-se em fase de implantação pelo ONS. Em uma etapa anterior foram realizadas na ELETROBRÁS as tarefas de escolha de “postos base”, de consistência das séries históricas correspondentes e o desenvolvimento de programas auxiliares para o cálculo das previsões nos “postos calculados” a partir de correlações, o agrupamento das previsões semanais nos diversos locais de aproveitamento num arquivo único e a consistência dessas previsões. Na etapa atual tem-se processado o modelo semanalmente, acompanhando o seu desempenho desde janeiro de 1999 e utilizando os seus resultados nas bacias da Região Sul para as revisões semanais do PMO.

O Modelo PREVIVAZH – Modelo de Previsão de Vazões Diárias/Horária tem como objetivo a obtenção das previsões diárias/horárias, até sete dias à frente, para uso no Programa de Operação Diária. Pretende-se desenvolver duas modelagens, uma baseada em abordagem estocástica que considere as previsões semanais oriundas do PREVIVAZ e outra, baseada em abordagem física que considere previsões de chuva. A escolha do tipo de modelagem a adotar em cada bacia será em função da disponibilidade de dados e das características físicas da bacia.

A modelagem estocástica encontra-se em início de desenvolvimento no CEPEL. O desenvolvimento do modelo físico está condicionado a convênio com instituição especializada neste tipo de modelagem.

4.8 O MODELO DESPRO

O Sistema DESPRO tem por objetivo prover uma ferramenta computacional que permita auxiliar o usuário nos procedimentos de análise de desligamentos de equipamentos elétricos. Adicionalmente, a partir de sua integração ao Projeto SIPPOEE, é responsabilidade do Sistema DESPRO, gerar os arquivos com a configuração da rede elétrica para os estudos dos Modelos DESSEN e PREDESP.

O estágio atual do desenvolvimento do DESPRO considera uma versão já instalada nas dependências do ONS, que implementa as funções do Sistema de Controle de Desligamento – SCD, em uso atualmente pelos técnicos responsáveis pela atividade de análise de solicitações de desligamento de equipamentos. Este módulo identificado como DESPRO-SCD, encontra-se detalhado no Relatório REL-DESPRO-1/99 – “Sistema DESPRO – Funcionalidades e Interface com Outros Modelos” (CEPEL, 1999c).

Esta versão, que encontra-se em fase de aprovação, tem por objetivo auxiliar o usuário no recebimento, registro, controle e divulgação dos desligamentos programados e suas respectivas recomendações.

Com relação às funcionalidades previstas para o Módulo DESPRO - Análise, deverá ser especificado um editor de regras básicas de operação do sistema elétrico em condições normais.

4.9 O MODELO CAHORA

O Sistema CAHORA destina-se a previsão de carga elétrica, utilizando dados históricos de carga e variáveis climáticas quando disponíveis. Ele pode prever a carga elétrica de concessionárias, sub-sistemas, sistemas e grupos de concessionárias (um grupo é uma combinação de duas ou mais concessionárias).

O CAHORA emprega métodos estatísticos e de inteligência artificial e é capaz de prever valores de carga no horizonte de até quinze (15) dias, em intervalos de meia hora. Os métodos considerados são: método estatístico (amortecimento exponencial + médias móveis + auto-regressivo), redes neurais e lógica nebulosa. Todos os modelos podem incluir variáveis causais para auxiliar na obtenção da previsão.

A previsão final resulta da combinação dos três métodos implementados. O CAHORA utiliza, também, um calendário de eventos, onde são assinalados os dias com características especiais tais como feriados, eventos esportivos e culturais, etc., permitindo que esses dias sejam tratados de modo especial e possibilitando melhorias no desempenho do previsor. Além do previsor propriamente dito, o CAHORA dispõe de ferramentas para agregar dados obtidos em intervalos de minuto a minuto em intervalos de tempo maiores e filtros para a detecção e remoção de irregularidades que possam existir nesses dados.

O programa computacional do CAHORA está desenvolvido em DELPHI 5.0 para ambiente WINDOWS9x. Ele possui uma interface amigável com facilidades de edição, visualização e impressão de dados. As previsões realizadas podem ser observadas na tela do monitor de vídeo sob a forma de tabelas ou de gráficos, podendo, ainda, ser impressas.

4.10 O MODELO PREVCAR

O PREVCAR é um sistema de previsão mensal de carga elétrica para horizonte de até doze meses. Ele pode prever três tipos de grandezas: energia, demanda na ponta e demanda fora da ponta de concessionárias, sistemas, sub-sistemas e grupos de concessionárias (um grupo é uma combinação de duas ou mais concessionárias). Para cada série mensal de carga, o PREVCAR implementa quatro modelos diferentes de previsão, a saber: Holt-Winters, Box & Jenkins, Redes Neurais e Lógica Nebulosa.

Todos os modelos são univariados, tendo como entrada a série histórica mensal da grandeza que se quer prever. A previsão final resulta de uma combinação linear dos dois melhores modelos (aqueles com os menores erros de previsão) para a série considerada.

O PREVCAR realiza, também, uma desagregação da previsão final da energia em três patamares (leve, intermediário e pesado). Assim, quatro valores de previsão da energia são obtidos para cada mês do horizonte:

- Energia média – resultante da previsão final (combinada);
- Patamar leve de energia;
- Patamar intermediário de energia;
- Patamar pesado de energia.

O PREVCAR permite, ainda, obter uma previsão semanal e/ou diária da previsão final da energia e demanda na ponta, para o primeiro mês previsto. No caso da energia, as previsões semanais são, também, desagregadas nos patamares mencionados anteriormente. A semana aqui considerada é a semana operacional do setor elétrico.

O PREVCAR possui, portanto, dois horizontes de previsão:

- Doze meses em passos mensais (doze previsões);
- Até seis semanas em passos semanais (até seis previsões obtidas por desagregação da previsão final do primeiro mês previsto).

O primeiro horizonte é fixo, o PREVCAR sempre calculará doze previsões, uma para cada mês. O segundo pode variar conforme o número de semanas operacionais (≤ 6).

O programa computacional do PREVCAR está desenvolvido em DELPHI 5.0 para ambiente WINDOWS9x. Ele possui uma interface amigável com facilidades de edição, visualização e impressão de dados. As previsões realizadas podem ser observadas na tela do monitor de vídeo sob a forma de tabelas ou de gráficos, podendo, ainda, ser impressas.

4.11 O MODELO PREDESP

O Programa PREDESP tem por objetivo o cálculo de um despacho de geração para cada meia hora do dia seguinte levando em consideração as restrições hidráulicas e restrições da rede AC. Em cada período o programa minimiza o somatório dos custos de geração térmica e o custo futuro associado às decisões de operação hidráulica. A função custo futuro é fornecida pelo programa DESSEM.

A representação não linear da rede elétrica (modelo CA) no PREDESP é de fundamental importância para que o modelo contemple os efeitos de transferência de grandes blocos de potência a grandes distâncias em termos de afundamento ou mesmo colapso de tensão. Outro aspecto importante na modelagem é a flexibilidade de se poder associar diferentes barras elétricas aos conjuntos de máquinas de uma mesma usina.

No PREDESP é feita uma otimização no sentido direto (*forward*) e, para cada intervalo de discretização (1/2 hora para os dias correspondentes ao horizonte de interesse e 1 hora para os dias do horizonte de extensão), o modelo tem como função objetivo o somatório dos custos de geração térmica e função custo futuro associada aos reservatórios para este intervalo. As restrições correspondem às equações de balanço hídrico nos reservatórios, equações de balanço de potência ativa e reativa em cada barra da rede elétrica, limites de carregamento nos circuitos, limites na operação

dos equipamentos, etc. Nesta otimização são considerados: o volume inicial de cada reservatório como resultado do montante de água turbinada no intervalo anterior e afluência incremental no intervalo corrente; a carga ativa e reativa nas barras; unidades geradoras disponíveis nas usinas; equipamentos em manutenção no intervalo corrente. Após a otimização as grandezas relevantes são atualizadas para o próximo intervalo.

A versão atual do PREDESP conta também com a representação simplificada do elo de corrente contínua de Itaipu.

4.12 O MODELO DESSEM

O Modelo DESSEM é um modelo de otimização para o planejamento da operação em um horizonte de curto prazo (de 7 a 13 dias), que tem como objetivo determinar o despacho ótimo horário de geração para sistemas hidrotérmicos interligados que minimiza o custo total de operação no período de planejamento.

Este modelo utiliza a técnica de programação dinâmica dual determinística (PDD) e decomposição pelo algoritmo de Benders. O processo de convergência consiste em uma simulação no sentido recursivo (*backward*) onde se obtém, iterativamente, as funções de custo futuro que representam a política de operação para cada estágio do horizonte e uma simulação no sentido direto (*forward*) onde se obtém um limite superior e um limite inferior para o custo total de operação no período de planejamento estudado. Quando estes dois valores forem iguais o processo iterativo é interrompido.

O Modelo DESSEM tem como meta representar em detalhe as restrições em usinas hidrelétricas, em usinas térmicas e as restrições elétricas. A representação da transmissão pode ser modelada apenas pelos limites de intercâmbio entre os subsistemas ou por uma representação DC da rede elétrica.

Atualmente, a versão do modelo DESSEM já disponibilizada tem horizonte de 7 a 13 dias discretizado em intervalos de $\frac{1}{2}$ hora até os primeiros 5 dias da semana e horária para os demais dias, estando acoplado ao final do período à função de custo futuro produzida pelo modelo DECOMP.

A variação não linear da produtibilidade em função da queda é representada por um conjunto de restrições lineares em função do volume de água disponível no início do período, da vazão defluente e da vazão vertida para cada período do horizonte de estudo. Encontra-se também disponível o Manual do Usuário.

A versão atual do modelo DESSEM (versão 1) conta com os seguintes recursos:

- Cálculo das funções de custo futuro através do algoritmo de otimização programação dinâmica dual determinística;
- Produtibilidade variável com a queda;
- Tratamento da configuração dinâmica;
- Consideração de perdas de potência por deplecionamento;
- Tratamento da função custo de déficit por patamares;
- Consideração da curva de carga horária;
- Consideração do volume de espera para controle de cheias em reservatórios;
- Indisponibilidade de unidades geradoras devido à manutenção;
- Enchimento de volume morto de novos aproveitamentos;

- Limites de geração mínima e máxima em usinas hidro e térmelétricas;
- Tempo de viagem da água entre aproveitamentos hidroelétricos em horas;
- Contratos de importação/exportação com sistemas internacionais.

A utilização deste modelo pelo ONS para determinar o despacho ótimo horário das usinas hidroelétricas e térmicas do sistema interligado brasileiro depende da representação em maior detalhe de restrições nas unidades hidroelétricas, nas unidades térmicas e na representação da rede elétrica, a saber:

- Representação de bacias especiais: rio Paraíba do Sul e Alto-Tietê;
- Volume máximo que pode ser vertido em função da cota da crista do vertedouro;
- Modelagem da rede elétrica com as equações de fluxo DC;
- Representação das perdas de geração em relação ao “centro de gravidade”;
- Representação das restrições de reserva operativa em usinas hidroelétricas sob CAG
- Representação das restrições de variação de geração entre dois estágios em uma mesma usina hidroelétrica;
- Representação das restrições da usina de Itaipu referentes à régua 11;
- Representação da restrição no canal de Três Irmãos-Ilha Solteira;
- Representação do “unit commitment” de usinas térmicas;

- Representação das curvas de desempenho das turbinas (curva colina) e faixa operativa por turbina;
- Representação de restrição no somatório de fluxos nos circuitos;
- Representação das restrições lineares de Controle de Cheias em operação “normal” (uso do volume de espera);
- Representação das restrições de Controle de Cheias em operação “de emergência”;
- Representação da operação de vertedouros;
- Representação da modelagem da calha do rio (*river routing*).

A partir da implementação da nova estrutura do Setor Elétrico, cabe ao ONS realizar, através do Subgrupo Especial de Validação de Modelos – Curto Prazo (SGEVM-CP), os testes de validação do modelo.

4.13 O MODELO SAPRE

O Sistema SAPRE tem por objetivo básico a integração de aplicações computacionais para análise de redes elétricas via uma interface gráfica com usuário e uma base de dados comum, permitindo a agilização dos estudos e, principalmente, confiança nos resultados.

O projeto encontra-se atualmente em fase final de testes do módulo de fluxo de potência. Foram implementadas as estruturas de banco de dados que atendam a modelagem previamente definida, assim como a interface gráfica que, através de manipulação direta o ou através de menus, permitam ao usuário o controle sobre os dados e sobre a execução das funções de análise de redes de forma interativa.

Janelas gráficas que permitem a visualização esquemática da rede elétrica com as respectivas grandezas calculadas ou pré-definidas, também estão operacionais.

No contexto do Sistema SIPPOEE serão utilizadas as funcionalidades previstas para o SAPRE, na sua forma original, que serão adaptadas para atender as necessidades específicas para os Modelos DESSEM e PREDESP.

4.14 CURVAS DE AVERSÃO AO RISCO

A Resolução 109/2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica nos Programas Mensais de Operação realizados pelo ONS, bem como para a formação de preços no mercado de energia elétrica.

Uma destas diretrizes é a curva bianual de segurança, também denominada “curva de aversão ao risco”. Esta curva representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de armazenamento em cada subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de aflúências, intercâmbios interregionais e carga, e com toda a geração térmica (incluindo as térmicas emergenciais da CBEE) despachadas em sua produção máxima, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período. Em outras palavras, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da curva de aversão ao risco ao longo de 2 anos.

Assim, as curvas bianuais de segurança para o Sistema Interligado Nacional foram calculadas conforme apresentado nas Notas Técnicas ONS NT 101/2004, NT 102/2003 e NT 103/2004 – Revisão 1 (ONS, 2004). A metodologia para determinação das curvas de aversão ao risco é apresentada nos procedimentos de Rede – Submódulo 23.4 – “Diretrizes e Critérios para Estudos Energéticos” (ONS, 2002).

CAPÍTULO 5

CENÁRIO ATUAL DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

5.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Como dito, o parque gerador brasileiro, em função da abundância dos recursos hídricos existentes, é predominantemente hidrelétrico.

A produção termelétrica no momento destina-se apenas ao abastecimento de regiões isoladas, complementação dos sistemas interligados nos períodos hidrológicos desfavoráveis quando é usada em operação na base, como também para complementação de ponta na ocorrência de algum aumento inesperado de carga ou problema de ordem técnica.

O SIN, em função das diversidades hidrológicas das regiões e da localização dos grandes centros de consumo, apresenta as seguintes características:

- Grandes reservatórios de acumulação;
- Elevado grau de interligação elétrica entre sistemas de bacias;
- Grandes extensões em linhas de transmissão.

A possibilidade de estocar grandes volumes de água e a interligação elétrica entre os diversos subsistemas aumenta a eficiência no aproveitamento da energia devido à diversidade hidrológica, diminui os vertimentos de água dos reservatórios e o consumo de combustível das termelétricas, resultando em uma maior capacidade de atendimento firme de carga ou menor risco de déficit.

Em função das características do parque gerador (projetos de grande porte com longo

prazo de maturação), o processo de planejamento da expansão da geração tem sido feito com bastante antecedência (horizonte de 30 anos), dividido em três etapas seqüenciais de estudos: longo prazo, médio prazo e curto prazo.

Segundo FADIGAS (1998), em função destas características, os atuais programas de simulação e otimização dos sistemas elétricos, resultados de anos de experiência do Setor Elétrico, apresentam um razoável grau de complexidade, não encontrados em outros tipos de sistemas como, por exemplo, os termelétricos.

5.2 PLANEJAMENTO BASEADO EM CRITÉRIOS DETERMINÍSTICOS

A produção energética de um sistema hidrelétrico depende da série cronológica de vazões afluentes às diversas bacias que compõem o sistema. Na impossibilidade de conhecer as vazões futuras para fins de planejamento da expansão do parque gerador, o Setor Elétrico utilizava, como dado de entrada nos modelos de simulação e/ou otimização, o registro de vazões observadas no passado (50 anos), denominada “série histórica”, ou seja, supunha a repetição das afluições observadas no passado.

Definia-se como “energia firme” de um sistema gerador o maior valor de energia capaz de ser produzido continuamente pelo sistema, com as mesmas características do mercado, sem a ocorrência de déficits, no caso de repetição das afluições do registro histórico.

Assim sendo, o critério de garantia de suprimento ou critério de energia firme, que representa no processo de planejamento a forma de atender os requisitos de demanda com qualidade e a um custo mínimo, era definido com base na não ocorrência de déficit de energia, mas na hipótese de repetição do histórico de vazões. Portanto, a expansão do sistema era tratada de forma determinística. Mas, na realidade, o critério da energia firme pode ser entendido como mais conservador, tendo uma postura de minimizar o arrependimento.

5.3 PLANEJAMENTO BASEADO EM CRITÉRIOS PROBABILÍSTICOS

Apesar do critério da energia firme apresentar as vantagens acima mencionadas, além prover um maior grau de visibilidade aos fenômenos hídricos, mais recentemente o Setor Elétrico passou a utilizar séries sintéticas de vazões obtidas a partir do histórico das vazões naturais com as mesmas características estatísticas, através do uso de modelos matemáticos. Perdeu-se a sensibilidade em relação aos fenômenos reais, além de introduzir dúvidas quanto à conveniência em usar tais modelos. As 2000 séries de vazões utilizadas permitem extrair a informação dos registros históricos e dos respectivos os riscos inerentes à operação do SIN. A produção das séries sintéticas é baseada em modelos estocásticos.

O planejamento da expansão do sistema de geração hidrotérmico visa o atendimento dos requisitos de energia e potência futuros em níveis adequados de qualidade a um custo mínimo.

Os benefícios associados à produção de energia nas usinas hidrelétricas são medidos em termos de economia de custos de combustíveis provocada pelo deslocamento de geração termelétrica.

Os critérios de garantia de suprimento (ponta e energia) representam a forma de se estabelecer a qualidade do atendimento e baseiam-se na aferição dos parâmetros operativos do sistema.

Os critérios ditos probabilísticos, atualmente utilizados, são aqueles que levam em conta a natureza aleatória dos diversos parâmetros que interferem na qualidade do suprimento de energia (seqüência hidrológica desfavorável) e de potência (defeitos nos sistemas de transmissão/distribuição e/ou geração, neste último incluindo deplecionamento dos reservatórios). Tais critérios possuem as seguintes premissas básicas:

- Incorporam a expansão do sistema gerador e dos principais troncos de

transmissão ao longo do horizonte de planejamento;

- Consideram as regras de operação ótima do sistema hidrotérmico;
- Representam as características hidrológicas distintas das aflúncias aos aproveitamentos do sistema;
- Mantém as mesmas características estatísticas da amostra histórica (médias, desvios padrão, coeficientes de correlação espaciais e temporais, etc.);
- Permitem a quantificação dos riscos de suprimento.

5.4 O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA GERADOR

O planejamento da expansão do sistema gerador tem como objetivo identificar, dimensionar e indicar uma seqüência ótima de entrada em operação de novas fontes de energia no sistema, visando atender o mercado ao longo do horizonte de planejamento.

Duas atividades distintas se desenvolvem paralelamente nos estudos de planejamento da expansão do sistema gerador: o dimensionamento das fontes de geração e a determinação do programa de expansão do sistema. Ambos os estudos se desenvolvem com bastante antecedência pois as usinas hidrelétricas têm períodos de longa maturação (aproximadamente oito anos). Em FADIGAS (1998) podem-se encontrar detalhes sobre os estudos de dimensionamento das fontes de geração.

5.5 ESTUDOS DE APOIO AO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Paralelamente às diversas etapas de estudo de planejamento da expansão da geração

apresentadas acima são desenvolvidos estudos especiais de apoio que são – além dos de estabelecimento de critérios e metodologias – os estudos de conhecimento e avaliação dos recursos energéticos, tais como, entre outros:

- Estudo de Estimativa de Recursos Energéticos;
- Estudos de Inventário e de Viabilidade Técnico-Econômica-Financeira de Aproveitamento de Recursos Hídricos;
- Elaboração dos Projetos Básicos e Executivos dos Empreendimentos.

5.6 NOVAS METODOLOGIAS PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Os itens anteriores deste Capítulo 5 apresentaram as metodologias e critérios de planejamento da expansão conhecidos como tradicionais. Enfocou-se a passagem dos critérios determinísticos ou de energia firme (década de 70) para os probabilísticos ou de energia garantida, nos quais passou-se a considerar as incertezas das aflúncias naturais e das paradas forçadas dos equipamentos na avaliação dos custos e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Atualmente, o planejamento da expansão vem passando por uma situação semelhante à do final da década de 70. Ou seja, em função da identificação de limitações do planejamento tradicional, os critérios e metodologias vêm sendo revisados para incorporar outros tipos de incertezas que podem influenciar consideravelmente na competitividade relativa dos projetos futuros e que eram considerados como parâmetros determinísticos na metodologia tradicional. Dentre as várias incertezas, podem ser destacadas:

- Evolução dos custos de combustíveis;

- Evolução nas taxas de desconto;
- Incertezas quanto ao prazo de construção dos projetos;
- Incertezas quanto aos custos dos equipamentos;
- Incertezas quanto ao suprimento de combustíveis;
- Incertezas quanto às Licenças Ambientais;
- Incertezas quanto ao marco institucional;
- Incertezas políticas, abrangendo inclusive países vizinhos;
- Evolução tecnológica;
- Projeções de demanda;
- Crescimento econômico;
- Restrições de ordem ambiental e social.

Com relação aos objetivos a situação é mais complexa. Sabe-se, por exemplo, que a construção de uma determinada alternativa, não sendo a de menor custo, pode ser preferível na prática, pois promove o desenvolvimento regional e causa menores impactos ambientais. Estes benefícios, no planejamento tradicional, não são levados em conta na função objetivo, devido à dificuldade em quantificá-los e de se atribuir aos mesmos um valor monetário, visto que, muitas vezes, são variáveis qualitativas e dependem fortemente de condições políticas, econômicas e sociais.

Com base nestas constatações, o Setor Elétrico, juntamente com Universidades e Centros de Pesquisa, desenvolveu algumas ferramentas computacionais, descritas a seguir, baseadas em diversas técnicas que tratam de forma eficaz os problemas relacionados às incertezas e à função objetivo, que em muitos casos podem ser conflitantes com a busca dos custos mínimos.

5.6.1 Planejamento em um Ambiente de Incertezas

A solução do problema de expansão da geração do planejamento tradicional, como descrita nos itens anteriores, é baseada na minimização do investimento mais os valores esperados dos custos de operação. As restrições levadas em conta na função objetivo são as referentes à probabilidade de falha de atendimento na ponta e de déficit anual de energia. As incertezas consideradas são as relativas às afluências naturais e às paradas forçadas dos equipamentos, tratadas de forma probabilística. As demais incertezas são tratadas de forma determinística.

A metodologia atual se baseia também em conceitos probabilísticos, através da técnica de programação dinâmica estocástica. Entretanto, para representar de maneira explícita as incertezas dos diversos fatores (aqueles de difícil tratamento estatístico) que influenciam no processo de planejamento são utilizadas também as técnicas de decisão e de cenários. Desta maneira o conceito anterior de “plano de expansão” torna-se inadequado e é substituído por “estratégia de expansão”, que representa a adaptação das decisões à medida que se definem as incertezas.