

Título: Representação de usinas hidrelétricas individualmente e de forma agregada na programação dinâmica dual estocástica - NEWAVE Híbrido**Nº de Páginas:** 93**Nº de Anexos:** 0**Dados do Cliente:**

Comissão Permanente Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - GT-Metodologia/CPAMP

Responsável:

Rodrigo Sacchi (CCEE)

e-mail: rodrigo.sacchi@ccee.org.br

Departamento: Departamento de Sistemas Eletroenergéticos - DSE**Centro de Lucro:** C250000101**Centro de Custo:** C205000023

Resumo: Este relatório apresenta a abordagem denominada híbrida no modelo NEWAVE, onde as usinas hidrelétricas podem ser representadas individualmente até determinado período de tempo no horizonte de planejamento, e a reservatórios equivalentes após esse período. Com isso, tira-se proveito de ambas as modelagens: obtém-se os benefícios de uma representação individualizada das usinas hidrelétricas no horizonte mais próximo à tomada de decisão operacional, onde os resultados devem ser mais bem detalhados, e modelam-se tantos reservatórios equivalentes de energia quantos forem necessários para representar a diversidade hidrológica nos estágios temporais posteriores, de forma a não aumentar demasiadamente o esforço computacional para cálculo da política operativa. Descreve-se a modelagem das restrições em ambos os horizontes individualizado e agregado, assim como o acoplamento entre essas duas representações.

Observações.**Autores:**

Cristiane Barbosa da Cruz Oliveira – Cepel

André Luiz Diniz Souto Lima – Cepel

Thatiana Conceição Justino – Cepel

Robério da Rocha Barboza – City Connect

Palavras-Chave:

Planejamento da operação de longo/médio prazo; Programação dinâmica dual estocástica, Reservatório equivalente de energia, Usinas hidrelétricas individualizadas.

Classificação de acesso: Público Interno Setorial Confidencial**Aprovação e data de emissão****Flávio Rodrigo de Miranda Alves**
Chefe do Departamento de Sistemas
Eletroenergéticos - DSE**Tel.:** 21-2598-6258**E-mail:** frma@cepel.br**Aprovação e data de emissão****Maurício Barreto Lisboa**
Diretor de Tecnologia

PROJETO NEWAVE

Relatório Técnico 1002/2022

Representação de usinas hidrelétricas individualmente e de forma agregada na Programação Dinâmica Dual Estocástica - NEWAVE Híbrido

Março/2022

newave@cepel.br

Sumário

1	INTRODUÇÃO	8
1.1	Contexto recente dos setores elétricos no mundo e no Brasil: desafios metodológicos aos modelos	9
1.1.1	Representação de aspectos da operação horária das novas fontes renováveis nos modelos de mais longo prazo	9
1.1.2	Representação da incerteza e modelagem explícita das novas fontes renováveis nos modelos de mais longo prazo	10
1.1.3	Tratamento da incerteza das novas fontes renováveis no curtíssimo prazo	10
1.1.4	Consideração das novas fontes renováveis na programação diária da operação	11
1.1.5	Aspectos adicionais	11
1.2	Motivação para o NEWAVE Híbrido	11
2	PLANEJAMENTO DE MÉDIO/LONGO PRAZOS DO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO - MODELO NEWAVE	13
2.1	Modelagem do Problema	13
2.2	Detalhamento do Sistema	14
2.3	Formulação abstrata do problema de otimização	15
2.4	Estratégia de solução: cálculo da política de operação	16
2.5	Simulação da política operativa	17
2.6	Modelagem das incertezas no modelo NEWAVE – modelos PAR(p) / PAR(p)-A	17
2.7	Histórico dos aprimoramentos recentes nos modelos NEWAVE, GEVAZP e na modelagem individualizada das usinas hidrelétricas e dos REEs	18
3	NEWAVE HÍBRIDO – REPRESENTAÇÃO GERAL	19
3.1	Componentes do sistema, restrições físicas e operativas	20
3.2	Aspectos do problema comuns ao NEWAVE atual e híbrido	21
3.2.1	Mecanismo de aversão ao risco CVaR	21
3.2.2	Usinas termelétricas	22
3.2.3	Emissões de gases de efeito estufa	22
3.2.4	Atendimento à demanda por submercado	22
3.2.5	Taxa de desconto	23
3.3	Questões associadas ao NEWAVE híbrido	23
3.3.1	Dificuldades da abordagem 100% individualizada	23
3.3.2	Importância de representação acurada da geração das usinas hidrelétricas	24
3.3.3	Acurácia na representação do processo estocástico	26

3.3.4	Escalabilidade da paralelização da PDDE	26
4	GERAÇÃO DE CENÁRIOS DE AFLUÊNCIAS – ABORDAGEM ATUAL E NEWAVE HÍBRIDO.....	27
4.1	Formulação geral do modelo PAR(p).....	27
4.2	Geração de cenários para o NEWAVE híbrido - modelo PAR(p)	28
4.2.1	Geração de cenários para representação a usinas individualizadas	29
4.2.2	Geração de cenários para representação por REEs	29
4.3	Geração de cenários para o NEWAVE híbrido - modelo PAR(p)-A.....	30
4.4	Geração de cenários para o NEWAVE de forma conjunta com ventos	31
5	REPRESENTAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉRICAS E MODELAGEM DO PROBLEMA NOS PERÍODOS A USINAS INDIVIDUALIZADAS	32
5.1	Caracterização das usinas	33
5.1.1	Componentes de uma usina hidrelétrica.....	33
5.1.2	Dados cadastrais das UHEs	36
5.1.3	Topologia hidráulica	36
5.1.4	Usinas Fictícias	37
5.2	Restrições Físicas.....	37
5.2.1	Balço hídrico	37
5.2.2	Modelagem linear para a Evaporação.....	38
5.2.3	Modelagem linear por partes para a função de produção hidrelétrica (FPHA)	40
5.2.4	Submotorização.....	42
5.2.5	Geração/Engolimento máximo em função da queda líquida	42
5.3	Restrições Operativas	43
5.3.1	Retiradas de água para outros usos.....	43
5.3.2	Enchimento de volume morto	43
5.3.3	Restrições de vazão mínima	43
5.3.4	Restrições de geração hidráulica mínima.....	44
5.3.5	Restrições de volume mínimo operativo (VMINOP por usina)	44
5.3.6	Restrições de energia armazenada (VMINOP por REE)	45
5.3.7	Restrições elétricas	46
5.4	Penalização para violações de restrições	46
6	MODELAGEM DOS PERÍODOS A RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES (REES)	48
6.1	Topologia	48
6.1.1	Relação entre submercados e REEs	48
6.2	Conversão de água em energia	48

6.2.1	Cálculo da Energia armazenada	48
6.2.2	Configuração dinâmica.....	49
6.2.3	Cálculo da Energia afluenta	50
6.2.4	Parábolas de correção	52
6.2.5	Acoplamento hidráulico entre REEs	53
6.3	Restrições físicas	55
6.3.1	Balanço hídrico controlável.....	55
6.3.2	Balanço hídrico a fio d'água.....	55
6.3.3	Perdas em usinas a fio d'água (MARS).....	55
6.3.4	Geração de energia	55
6.3.5	Evaporação	56
6.4	Restrições operativas hidráulicas.....	57
6.4.1	Vazão mínima.....	57
6.4.2	Volume mínimo operativo (VMINOP)	58
6.5	Restrições elétricas.....	58
7	ACOPLAMENTO ENTRE OS HORIZONTES INDIVIDUALIZADO E COM REE	59
8	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA COMPLETA.....	60
8.1	Estágios a Usinas Individualizadas e de Transição	64
9	ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO	69
9.1	Construção dos cortes de Benders	69
9.1.1	Construção em estágio equivalente t para acesso em estágio equivalente $(t-1)$	69
9.1.2	Construção em estágio individual t para acesso em estágio individual $(t-1)$	70
9.1.3	Construção no estágio individualizado de transição t , para ser acessado em um estágio individualizado $t-1$	71
9.2	Demais processos	72
10	DADOS DE ENTRADA PARA O NEWAVE HÍBRIDO	73
11	RESULTADOS DO MODELO	74
6.1	Opção Tabelas.....	74
11.1	Opção Médias.....	75
12	CONCLUSÕES E APRIMORAMENTOS FUTUROS	76
13	AGRADECIMENTOS	77
14	BIBLIOGRAFIA	78

15	COMPARATIVO ENTRE O NEWAVE HÍBRIDO E OS MODELOS SUISHI, DECOMP E DESSEM	86
16	NOMENCLATURA	88

SUMÁRIO EXECUTIVO

Esse relatório descreve a modelagem híbrida para as usinas hidrelétricas (UHEs) concebida para o modelo NEWAVE, cuja primeira versão foi disponibilizada pelo CEPEL às instituições em 2017, sofrendo alguns pequenos ajustes ao longo do tempo, nas versões subseqüentes do modelo.

Motivação: As mudanças que vêm ocorrendo no setor elétrico no mundo e, particularmente, no Brasil, em relação ao aumento no grau de penetração das novas fontes renováveis de energia, que apresentam grande variabilidade e incerteza na sua geração horária, motivam um detalhamento maior da representação do sistema também nos modelos de mais longo prazo. Adicionalmente, a progressiva redução na capacidade de regularização dos reservatórios torna ainda mais relevante o detalhamento da operação das usinas individualizadas. Embora a modelagem dos reservatórios equivalentes de energia (REE) leve em consideração uma série de aspectos importantes da operação das usinas hidrelétricas, como a variação não linear da produtividade com a altura de queda, o vertimento em usinas a fio d'água em função das vazões naturais afluentes, e o impacto das restrições hidráulicas individuais no cálculo das diversas parcelas de energia na construção e modelagem dos REEs no problema de otimização, alguns aspectos da operação individualizada não são contemplados atualmente nos REE, como por exemplo: vertimentos controláveis que ocorrem antes de o REE atingir seu armazenamento e/ou geração hidráulico máximos; eventuais inviabilidades no atendimento a algumas restrições hidráulicas individuais, devido à operação das usinas em cascata; restrições mais detalhadas da rede elétrica; a valoração individual da água nos reservatórios, que pode dar um sinal mais acurado para acoplamento com os modelos de mais curto prazo.

Metodologia: A ideia principal da modelagem híbrida é permitir que o modelo NEWAVE represente as UHEs individualmente no todo ou em parte do seu horizonte de planejamento. Com isso, procura-se um balanceamento adequado, com o objetivo de explorar as vantagens das duas formas de modelagem, individualizada e a reservatórios equivalentes: a consideração dos benefícios de uma representação mais acurada das UHEs no horizonte mais próximo à tomada de decisão operacional, e modelar tantos REEs quantos forem necessários para representar a diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas, nos estágios temporais posteriores, porém tomando o cuidado de não aumentar demasiadamente o esforço computacional. As restrições individuais das usinas hidrelétricas são representadas de forma direta nos subproblemas da janela de horizonte individualizada, e a modelagem do problema permanece inalterada nos períodos onde se aplica a modelagem equivalente. No estágio de transição, onde se passa da modelagem individualizada para a agregada, o acoplamento se dá de forma semelhante ao que é feito atualmente no modelo DECOMP, ao acoplar-se com a função de custo futuro do NEWAVE. Ressalta-se que não há alterações na forma de entrada de dados para a configuração hidrelétrica e para a grande maioria das restrições operativas, entre a modelagem adotada atualmente nos processos oficiais (100% equivalente) e a híbrida, visto que todos esses aspectos individualizados são tratados de alguma forma na modelagem por REE. Portanto, a diferença principal entre as abordagens individualizada e equivalente ocorre na forma de modelagem dessas restrições no problema, que é feita de forma direta na modelagem individualizada e, na modelagem equivalente, é realizada através de diversos procedimentos para cálculo do modelo dos reservatórios equivalentes de energia, de forma a preservar da melhor forma as características operativas individuais das usinas.

Resultados: Uma das premissas na concepção inicial do NEWAVE híbrido foi representar todas as características e restrições que já eram levadas em consideração na construção dos REEs, de forma a manter certa compatibilidade entre as modelagens e permitir uma melhor comparação entre elas. Com isso, espera-se, como um dos resultados da abordagem híbrida, que se possa fazer uma comparação entre os resultados das políticas operativas da modelagem 100% a REE, utilizada atualmente nos estudos oficiais, e os resultados obtidos com diferentes janelas para representação da operação individualizada. É importante que se compare também o tempo computacional por iteração, além do processo de convergência da PDDE entre as diferentes formas de consideração do horizonte híbrido.

1 INTRODUÇÃO

O planejamento da operação em sistemas hidrotérmicos tem sido realizado, em muitos países, desagregando os problemas de planejamento nos horizontes de longo, médio e curto prazos, de acordo com características específicas de seus sistemas de energia e as particularidades de cada nível de decisão. No caso do Brasil, o sistema de geração apresenta uma alta participação de fontes renováveis de energia, incluindo as tecnologias hidrelétricas, biomassa e eólica, respondendo por mais de 80% do consumo de eletricidade do país. Apresenta ainda predominância da hidroeletricidade, caracterizada por grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, dispostos em cascatas. Esta predominância de geração hidrelétrica - que corresponde a aproximadamente 70% em geração média e 62,5% em potência instalada do Sistema interligado Nacional (SIN)¹ - reforça a necessidade de representação acurada das incertezas de médio/longo prazo nas afluições aos reservatórios, levando à divisão do planejamento da operação hidrotérmica em vários níveis decisórios, correspondentes ao planejamento de longo, médio, prazos. Exemplos de divisão do problema em vários níveis podem ser encontrados para diversos sistemas reais com participação expressiva de usinas hidrelétricas, como o Brasil [1], Noruega [2], Canadá [3], Chile [4] e Suécia [5]. Em [6] faz-se uma descrição dos modelos computacionais de otimização utilizados nos sistemas brasileiro e norueguês, que são os de predominância hidrelétrica com maior nível de complexidade. Para o planejamento/programação da operação e formação do preço de energia no Brasil, utilizam-se oficialmente os modelos NEWAVE [7], [8], DECOMP [9] e DESSEM [10], assim como o modelo SUISHI [11], [12] para a realização de simulações hidrotérmicas mais detalhadas para o longo prazo, conforme ilustrado na Figura 1.1.

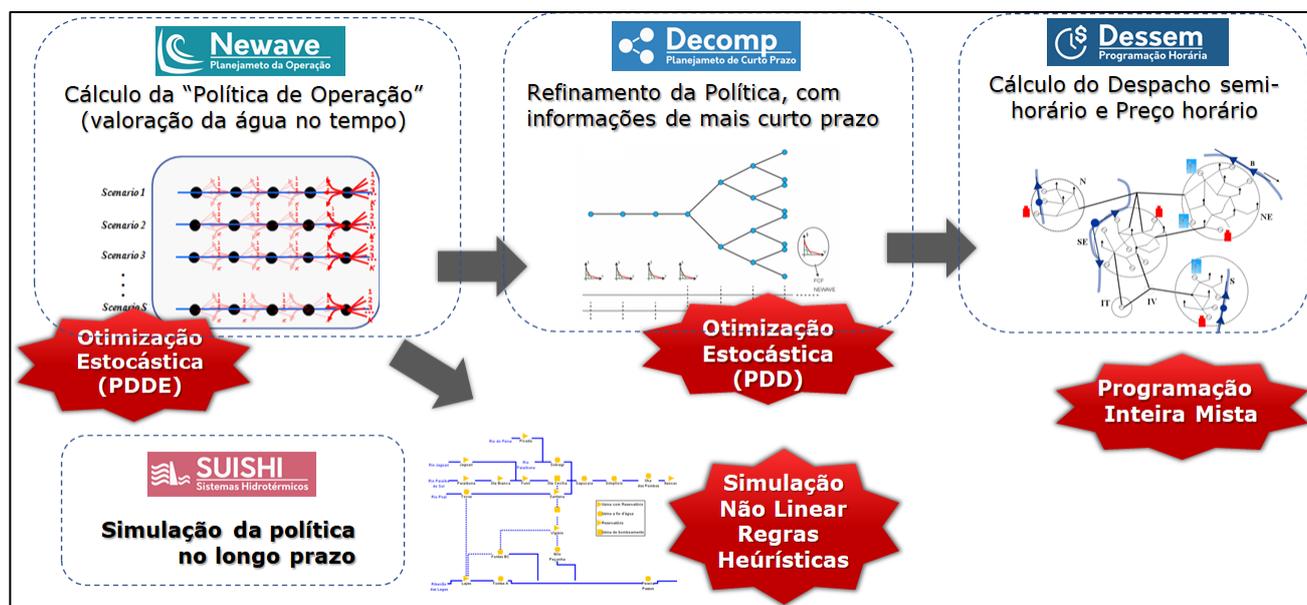


Figura 1.1 - Modelos de otimização empregados no planejamento e programação da operação e formação de preço do sistema elétrico brasileiro.

Para uma descrição mais específica dos modelos aplicados no sistema brasileiro, recomendamos seus manuais de referência, que, assim como todos os relatórios técnicos dos modelos mencionados neste documento, podem ser obtidos da página Web do Cepel (<http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/>).

¹ Conforme dados extraídos da página do ONS (www.ons.org.br), consultada em 29/03/2022.

1.1 Contexto recente dos setores elétricos no mundo e no Brasil: desafios metodológicos aos modelos

Os sistemas elétricos no mundo têm experimentado grande aumento na participação das novas fontes renováveis, como eólica e solar. Em particular, no Brasil a capacidade instalada de geração eólica e solar aumentou 10 vezes nos últimos 10 anos e 5 anos, respectivamente, como ilustrado na Figura 1.2.

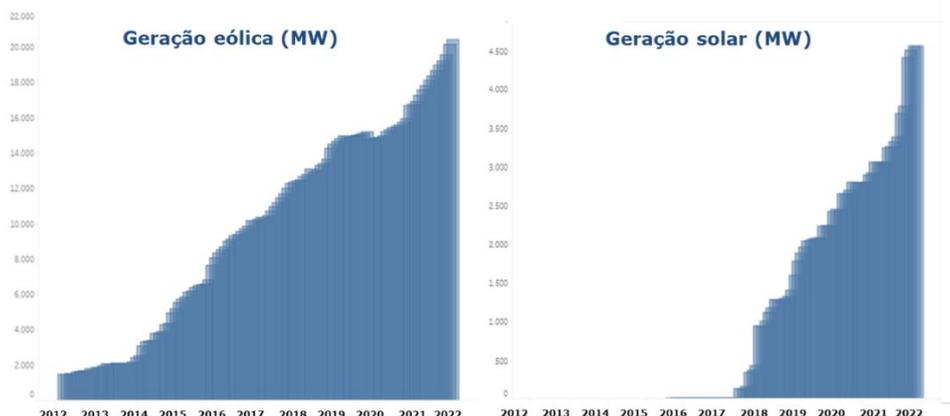


Figura 1.2 - Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas (esquerda) e solar (direita) no Brasil nos últimos 10 anos (fonte: www.ons.org.br).

A principal característica dessas fontes é que incorre em dificuldades para o planejamento e programação da operação, do ponto de vista energético, é a grande incerteza e variabilidade² dessas fontes ao longo do dia. Isto traz alguns desafios metodológicos para os modelos de otimização energética, descritos a seguir, e que têm sido estudados e enfrentados pelo Cepel.

1.1.1 Representação de aspectos da operação horária das novas fontes renováveis nos modelos de mais longo prazo

Devido à elevada dificuldade computacional de se considerar, em um problema de otimização estocástico de longo prazo e de grande porte, uma discretização temporal muito detalhada³, alguns trabalhos vêm sendo propostos com o objetivo de considerar os aspectos da operação horária no planejamento de médio/longo prazos por meio de modelos “multi-horizonte” [13], ou pela construção de “funções de custo imediato”, que consigam expressar o impacto da alta variabilidade e/ou incerteza horária das novas fontes renováveis nos custos de operação térmica [14], [15], [16]. Em particular, no trabalho [15] avaliou-se a utilização, no modelo DECOMP, de uma função de custo de geração térmica semanal/mensal calculada com base em diversos cenários de produção eólica horária, levando em consideração alguns aspectos horários da operação, como a rampa de variação na geração de unidades térmicas⁴. Já em [17] apresenta-se uma ferramenta de integração direta entre os modelos NEWAVE e DESSEM, que permite a realização de estudos de planejamento da expansão e operação a médio/longo prazos porém avaliando os impactos da configuração do parque gerador e da política operativa na operação a curtíssimo prazo do sistema, com o modelo DESSEM, que pode se acoplar à FCF do NEWAVE. A Figura 1.3 ilustra as metodologias propostas nesses dois trabalhos.

² no jargão técnico do setor, tem-se utilizado o termo “intermitência” para denotar essa variabilidade.

³ ressalta-se que, no médio/longo prazos, o importante não é obter o despacho das usinas, mas calcular políticas de operação que levem em consideração o impacto das restrições e características horárias das fontes de geração nos custos operativos do sistema.

⁴ a metodologia em [15] pode ser estendida para consideração de restrições de *unit commitment* termico, sendo necessário, entretanto, tratamento de eventuais não convexidades que possam ocorrer na função de custo imediato de cada submercado.

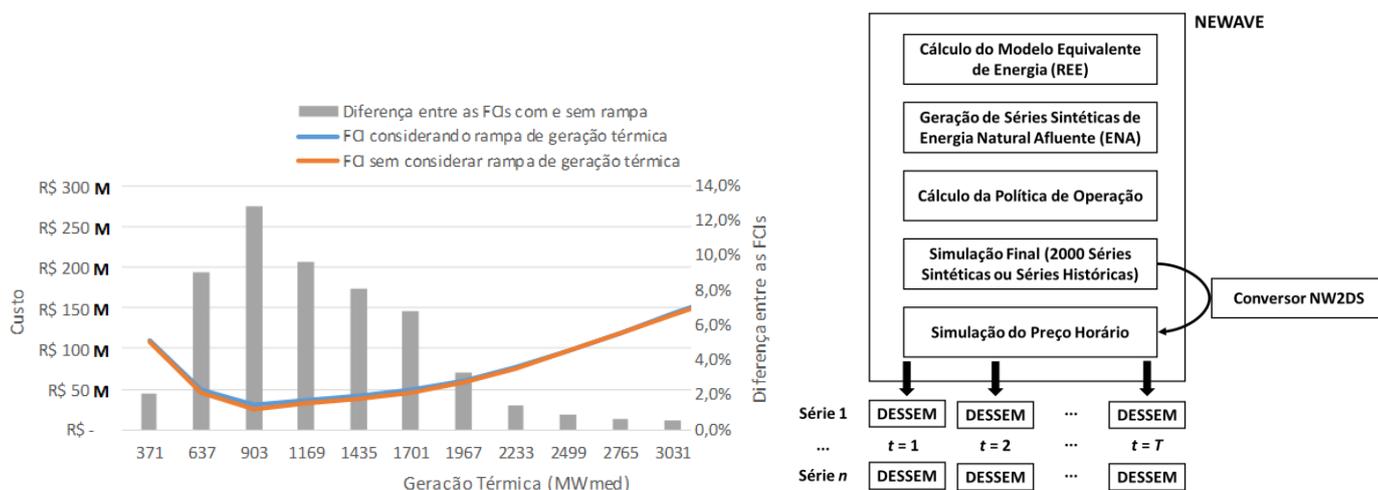


Figura 1.3 - Propostas de acoplamento de subproblemas de operação horária com o modelo DECOMP (esquerda, adaptado de [15]) e integração direta do NEWAVE com o DESSEM (direita, extraído de [17]).

A importância de se caminhar em busca de uma representação cada vez mais detalhada do sistema nos modelos de longo prazo foi discutida em [18], [19], analisando-se especificamente a representação da transmissão, em sistemas reduzidos e com uma representação bastante simplificada das características de geração das usinas hidrelétricas.

1.1.2 Representação da incerteza e modelagem explícita das novas fontes renováveis nos modelos de mais longo prazo

Apesar do aumento na penetração dessas novas fontes renováveis, sua participação na matriz elétrica brasileira ainda é modesta, sendo seu efeito mais preponderante na região Nordeste onde, devido à recente escassez hídrica, tem sido a principal fonte própria de energia na região. De qualquer forma, o CEPEL tem desenvolvido diversos esforços para gerar cenários e previsões para gerações dessas fontes, além de melhor representá-las nos modelos energéticos.

Recentemente, foi desenvolvida uma metodologia para considerar, nos cenários gerados pelo modelo NEWAVE, seja na metodologia PAR(p) ou PAR(p)-A (vide seção 4.3), a incerteza na produção eólica [20], [21]. A distribuição de probabilidades dos ventos é construída a partir de dados históricos, utilizando a distribuição de Weibull para modelagem dos ruídos [22], [23] e considerando as correlações espaciais entre os regimes de ventos [24] e destes com as aflúências. Os cenários mensais de geração eólica, que podem ter um fator de modularização por patamar, são construídos considerando a relação mensal entre a velocidade do vento e a produção eólica [25]. Finalmente, também foi considerada a possibilidade de corte de geração eólica, caso haja excesso de geração no sistema.

No final de 2021, também foi disponibilizada para a CPAMP uma versão do modelo DECOMP considerando a incerteza de geração eólica, também com a possibilidade de corte de carga.

1.1.3 Tratamento da incerteza das novas fontes renováveis no curtíssimo prazo

O Cepel desenvolveu um modelo de previsões probabilísticas da produção de usinas eólicas até 168 horas à frente, denominado VENTOS (vide [26] e referências), que aplica modelos de regressão quantílica especificados como modelos aditivos generalizados. A variável de resposta é a produção horária do gerador eólico, e as variáveis explicativas são funções suaves (splines) dos respectivos

valores horários de intensidade e direção do vento. As previsões são obtidas com modelos ajustados às previsões de velocidade de vento oriundas de modelos meteorológicos (Numerical Weather Prediction). Mais recentemente, foi desenvolvida também uma metodologia para geração de cenários de geração eólica a partir das previsões disponibilizadas diariamente no Sintegre [27], [28].

Em relação à geração solar fotovoltaica, o Cepel contribuiu para o desenvolvimento de uma metodologia para a previsão um dia à frente, com resolução horária [29], [30]. A metodologia proposta possui um módulo de tratamento de dados e um modelo de previsão, que se baseia em Máquina de Vetores de Suporte (*Support Vector Machine – SVM*), onde se faz uma regressão não linear em função de variáveis selecionadas, como previsões meteorológicas da irradiação solar, temperatura e cobertura de nuvens.

1.1.4 Consideração das novas fontes renováveis na programação diária da operação

Atualmente, o modelo DESSEM considera de forma explícita a modelagem das usinas eólicas, também com a possibilidade de corte de carga (usinas *constrained-off*), visto que esse artifício oferece um potencial grande de redução de custo e garantia de um despacho físico em função das restrições da rede elétrica, como estudado em [31]. Esta funcionalidade é utilizada oficialmente no despacho pelo ONS e formação do preço horário pela CCEE. O modelo também pode considerar as fontes solares e unidades de armazenamento de energia, tendo sido recentemente utilizado para apoiar um estudo econômico sobre a viabilidade de usinas termo-solares [32]. Atualmente, o maior desafio em relação é esse aspecto é a consideração da incerteza na geração eólica de forma explícita no modelo.

1.1.5 Aspectos adicionais

Além dos desafios mencionados acima, outras transformações vêm ocorrendo no setor elétrico, como o aumento da geração distribuída, o interesse por usinas reversíveis para mitigar a variabilidade das fontes intermitentes, e o incentivo a programas de resposta da demanda (para citar algumas). Ressalta-se que a modelagem de usinas reversíveis pode ser realizada nas versões oficiais dos modelos DECOMP e DESSEM, através da funcionalidade de usinas de bombeamento⁵, e a resposta da demanda pode ser emulada na versão atual do DESSEM através de usinas térmicas fictícias, como realizado em [33].

1.2 Motivação para o NEWAVE Híbrido

Os aspectos mencionados na seção anterior motivam um aumento no grau de refinamento na modelagem dos componentes do sistema e, em particular, do parque hidráulico. Adicionalmente, vale mencionar a progressiva redução na capacidade de regularização dos reservatórios, devido à crescente dificuldade de construção de usinas com grandes reservatórios, o que tende a continuar no futuro próximo, conforme ilustrado na Figura 1.4. Neste contexto, o detalhamento da operação individualizada das usinas hidrelétricas torna-se ainda mais relevante. Embora a modelagem dos reservatórios equivalentes de energia (REE) leve em consideração uma série de aspectos importantes da operação das usinas hidrelétricas, como a variação não linear da produtividade com a altura de queda, o vertimento em usinas a fio d'água em função das vazões naturais afluentes, e o impacto das restrições hidráulicas individuais no cálculo das diversas parcelas de energia para o REE, como mostrado em [34], alguns aspectos da operação individualizada não são contemplados na modelagem atual dos REE, como:

- vertimento nos reservatórios antes de se atingir a geração hidráulica máxima do REE, devido à operação das usinas em cascata;
- inviabilidades no atendimento às restrições hidráulicas individualizadas, em função das condições operativas dos reservatórios;

⁵ para tal, define-se uma usina elevatória entre duas usinas hidrelétricas, que operam em ciclo fechado.



Figura 1.4 - Redução no grau de regularização dos reservatórios até 2025 (fonte: [35])

- restrições mais detalhadas da rede elétrica;
- valoração individual da água nos reservatórios.

Alguns desenvolvimentos já realizados em relação ao acoplamento hidráulico dos REEs [36], [37] [38], ainda não utilizados nos processos oficiais com o modelo NEWAVE, podem aprimorar a representação do sistema ainda no contexto de modelagem por REE, visto que permite uma “separação” de bacias hidrográficas sem a necessidade de adoção de usinas fictícias. Entretanto, do ponto de vista técnico, é um consenso que a modelagem individualizada permite uma melhor representação da operação das usinas hidrelétricas, assim como uma melhor sinalização da função de custo futuro e valores da água para os modelos de mais curto prazo e, portanto, deve ser buscada.

Levando em consideração que a função de custo futuro construída pelo NEWAVE é acoplada ao DECOMP no final do horizonte deste último modelo (tipicamente alguns meses), surge naturalmente a ideia de uma modelagem híbrida: permitir que o modelo NEWAVE represente as usinas hidrelétricas apenas em parte do seu horizonte de planejamento. O primeiro desenvolvimento neste sentido foi implementado em um protótipo do modelo NEWAVE, resultando na tese de Doutorado [39]. Entretanto, esse tema foi despriorizado nos anos seguintes, dando lugar a diversos aprimoramentos realizados ao longo do tempo no modelo NEWAVE, relacionados na seção 2.7. Porém, em função da crescente necessidade de uma melhor representação do sistema, como mencionado anteriormente, o Cepel disponibilizou em 2017 a primeira versão do que se tem chamado de “Newave híbrido”, para que pudesse ser avaliada pela CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico), tão logo os cronogramas de trabalho do grupo permitissem a validação dessa funcionalidade.

Uma descrição sobre o NEWAVE híbrido foi apresentada em [40], porém de forma mais geral. Neste sentido, o objetivo deste trabalho é descrever com mais detalhes as principais características dessa funcionalidade, do ponto de vista metodológico, para auxiliar nos trabalhos de validação dessa funcionalidade. Procurou-se, ao longo do documento, fazer um paralelo da modelagem individualizada concebida na versão atual do NEWAVE tanto em relação à modelagem a reservatórios equivalentes no próprio NEWAVE, como em relação à modelagem individualizada existente nos modelos DECOMP e DESSEM. Finalmente, no trecho que descreve a modelagem a usinas equivalentes, que não sofreu alteração, procurou-se dar mais informações e indicar referências, que se encontram disponíveis para consulta no site do Cepel para complementar o manual de referência atual do modelo⁶.

⁶ O Cepel está trabalhando atualmente para disponibilizar um manual de referência completo das funcionalidades do modelo NEWAVE, de forma conjunta com os outros modelos da cadeia, em formato Web.

2 PLANEJAMENTO DE MÉDIO/LONGO PRAZOS DO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO - MODELO NEWAVE

O planejamento de longo e médio prazo da operação e da expansão de sistemas hidro-termo-eólicos interligados, como o Sistema Interligado Nacional, exige que os recursos de geração sejam alocados de forma otimizada ao longo dos horizontes de tempo estudados. O programa NEWAVE é um modelo de otimização estocástica desenvolvido pelo Cepel para aplicação no planejamento da operação e expansão de sistemas hidro-termo-eólicos interligados de longo e médio prazos, que tem sido empregado oficialmente pelo setor elétrico brasileiro desde 1998 [1], [8], [7] em diversas atividades do setor elétrico brasileiro, como: Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE); Programa Mensal de Operação (PMO) e Plano da Operação Energética (PEN); Cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD); definição e cálculo da Garantia Física e da Energia Assegurada de Empreendimentos de Geração; e elaboração de diretrizes para os Leilões de Energia. Está presente também na definição de estratégias corporativas de empresas e agentes do setor elétrico nacional. A Figura 2.1 ilustra a integração do NEWAVE com os modelos DECOMP e ONS para os processos de PMO e PLD, e resume algumas das características desses modelos.

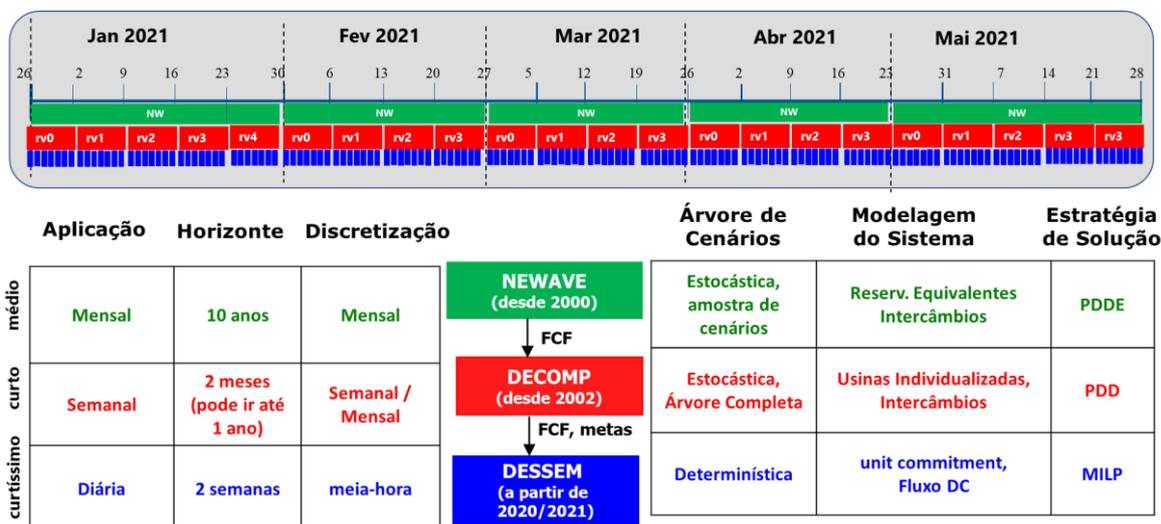


Figura 2.1 - Esquema ilustrativo da integração entre os modelos de otimização energética para o despacho da operação e formação do preço de energia no Brasil.

2.1 Modelagem do Problema

A modelagem do problema no NEWAVE é feita por programação linear estocástica com múltiplos estágios, onde são construídos cenários de maneira a considerar a estocasticidade hidroeólica⁷ ao minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do horizonte de planejamento atendendo a um critério de aversão ao risco hidrológico. Os custos variáveis de combustível das usinas termelétricas e os custos associados a eventuais déficits no suprimento de energia e outras penalizações compõem o custo de operação em cada estágio mensal do horizonte de planejamento, que vai de 5 a 15 anos.

A representação estocástica é feita por meio de uma árvore de cenários, onde cada caminho é chamado de cenário hidrológico, e cada nó representa uma possível realização da afluência. Essas realizações seguem um processo estocástico multivariado, espacial e temporalmente, com propriedades estatísticas

⁷ Em dezembro de 2021, o CEPEL disponibilizou à CPAMP uma versão do modelo NEWAVE considerando também a incerteza da geração eólica, em conjunto e correlacionada espacialmente com a incerteza nas afluências aos reservatórios [20], [21].

semelhantes às do registro histórico, as quais devem ser preservadas durante a construção da árvore de cenários. Um processo análogo também foi aplicado os cenários das velocidades de ventos para geração eólica correlacionados espacialmente com as aflúências, isto é, preservando a correlação cruzada histórica entre as usinas hidrelétricas e parques eólicos. A geração dos ruídos para os cenários de energias afluentes e cenários de velocidade de vento para cada período é feita considerando, respectivamente, distribuições log-normal 3-parâmetros [41] e Weibull 3-parâmetros [22], [23].

2.2 Detalhamento do Sistema

As funções de custo futuro mensais que definem a política operativa são obtidas com representação individualizada do parque termelétrico e com o parque hidroelétrico podendo ser representado de maneira agregada por reservatórios equivalentes de energia (REEs). Desde a modelagem inicial proposta na literatura em [42] e posteriormente aprimorada e adaptada às características do sistema brasileiro [43], diversos aprimoramentos têm sido propostos na modelagem do REE, no sentido de representar da forma mais detalhada possível as características individuais das usinas hidrelétricas [37], [38], [44], as quais foram consolidadas na apresentação feita pelo Cepel em um workshop da CPAMP [34].

Até dezembro de 2015 as usinas hidrelétricas (UHE) do modelo NEWAVE eram agregadas em quatro REEs em estudos oficiais, cada um associado a um subsistema elétrico, que é denominado de “submercado”. No entanto, a implementação bem-sucedida, ao longo do tempo, de estratégias que exploram técnicas da computação distribuída [45], o gerenciamento avançado dos cortes de Benders para redução do esforço computacional [46] [47], e uma modelagem com mais de um REE por submercado [48] [49] abriu caminho para aprimoramentos na representação hidrelétrica no modelo NEWAVE por meio do aumento do número de REEs por submercado e/ou por meio de uma representação híbrida da configuração hidrelétrica. Neste sentido, a CPAMP aprovou a adoção de 9 e 12 REEs, respectivamente, a partir de janeiro de 2016 e janeiro de 2018 [50], mas ainda associados a quatro subsistemas elétricos. Com essa representação, balanceia-se de forma mais adequada o detalhamento da representação do sistema com o esforço computacional, permitindo maior acurácia na modelagem das incertezas. A Figura 2.2 ilustra a divisão do conjunto de usinas hidrelétricas do SIN em 12 REEs.

Além do parque hidrelétrico, a versão atual do modelo considera:

- modelagem da transmissão por intercâmbios de energia entre submercados, com possibilidade de inclusão restrições elétricas adicionais internas aos REEs (vide seção 6.5);
- representação da demanda em até cinco patamares de carga⁸, de diferentes durações;
- representação das usinas termelétricas de forma individualizada;
- despacho antecipado para usinas a GNL, incorporado a partir de variáveis de estado adicionais na FCF [51] [52].
- geração de usinas não simuladas centralizadamente;
- possibilidade de representação explícita das usinas eólica, considerando a incerteza na sua geração e a possibilidade de corte de carga⁹.

⁸ nos estudos oficiais, utilizam-se três patamares de carga

⁹ Funcionalidade implementada em dezembro de 2021, ainda a ser validada.

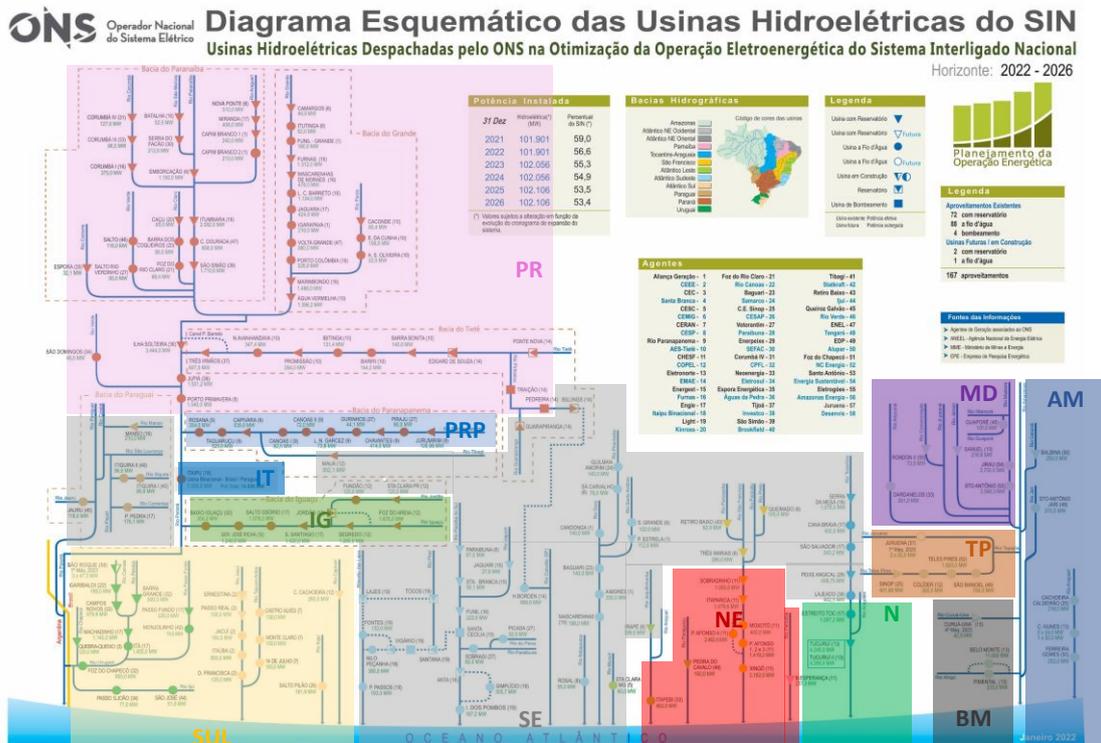


Figura 2.2 - Representação do SIN em 12 REEs no NEWAVE – PMO de março de 2022 (Fonte: adaptado de diagrama disponível em www.ons.org.br).

2.3 Formulação abstrata do problema de otimização

Apresenta-se a seguir uma formulação compacta do problema de planejamento da operação de médio/longo prazo considerado no modelo NEWAVE, que pode ser escrito da seguinte forma recursiva:

$$\begin{aligned}
 \min_{x_1} \quad & c_1 x_1 + E[\phi_2(x_1, \xi_2)] \quad (1a) & \phi_t(x_{t-1}, \xi_t) = \min_{x_t} \quad & c_t x_t + E[\phi_{t+1}(x_t, \xi_{t+1})] \\
 \text{s.a.} \quad & g_1(x_1) = b_1 & & \text{s.a.} \quad g_t(x_t) = b_t(x_{t-1}, \xi_{t-j}, j=1, \dots, p) \\
 & x_1 \in X & & x_t \in X \\
 & & & t = 2, \dots, T,
 \end{aligned} \quad (1)$$

onde as variáveis de decisão para cada período t , denotadas por x_t , estão associadas, por exemplo, aos níveis de reservatórios x_t^{EA} , à geração hidrelétrica x_t^{GH} , à geração térmica x_t^{GT} , além de muitas outras variáveis, que serão descritas ao longo das seções 5 e 6, e apresentadas de forma consolidada na seção 8. As variáveis aleatórias do problema são representadas pelo vetor ξ_t , que compreende a incerteza das afluições aos reservatórios, podendo incorporar também a incerteza na geração eólica [21].

Na seção 4 descreve-se o processo de geração de cenários de forma mais ampla no NEWAVE híbrido, contemplando tanto os cenários de vazões afluentes para as usinas hidrelétricas nos períodos individualizadas do NEWAVE híbrido, como os cenários de energias afluentes para os períodos com representação equivalente. Ressalta-se que, em ambos os casos, o processo de geração de cenários

segue um modelo autorregressivo periódico de ordem p , (PAR(p)) [53], que recentemente foi estendido em [54] para a modelagem PAR(p)-A.

O subproblema de cada nó (t,s) do período t , série *forward* s e cenário (abertura) backward ω é apresentado na equação (2). A função objetivo (2a) é composta pelos custos de geração térmica, custo de déficit de energia e eventuais violações de restrições operativas (vazão mínima, desvio de água, geração hidráulica mínima, etc.), onde β é a taxa de desconto mensal e CF representa o custo futuro. As principais restrições em cada período são a demanda energética (2b) e o balanço hídrico (2c) em cada submercado, REE e, nos períodos individualizados, usinas hidrelétricas. Os limites das variáveis de decisão x_t estão expressos em (2d).

$$\phi^{t,s,\omega} = \phi_t(x_t^{s,\omega}, \xi_t^\omega) = \tag{2a}$$

$$\min c_{t,gt} x_{gt}^{t,s,\omega} + c_{t,def} x_{def}^{t,s,\omega} + c_{t,viol} x_{viol}^{t,s,\omega} + \left(\frac{1}{1+\beta}\right) CF^t(x_v^{t,s,\omega}, \xi^{t-p,\omega,p=0,\dots,P-1})$$

s. a.

$$x_{gt}^{t,s,\omega} + x_{gh}^{t,s,\omega} + x_{geol}^t + x_{gsol}^t + x_{def}^{t,s,\omega} = d^t \tag{2b}$$

$$x_v^{t,s,\omega} - x_v^{t-1,s,\omega} + x_q^{t,s,\omega} = \xi^{t,\omega}, \tag{2c}$$

$$\underline{x}^t \leq x^{t,s,\omega} \leq \overline{x}^t \tag{2d}$$

As restrições envolvendo os recursos hidráulicos para as janelas de tempo individualizada e equivalente são apresentadas nas seções 5 e 6, respectivamente. As restrições de acoplamento entre as janelas individualizada e equivalente é apresentada na seção 7. Finalmente, a seção 8 consolida todas as restrições do problema, incluindo também as variáveis e restrições que não estão associadas ao parque hidráulico.

2.4 Estratégia de solução: cálculo da política de operação

A etapa mais importante do processo de resolução do problema – e que é o principal resultado do modelo NEWAVE – é o cálculo da política de operação, que é utilizada tanto como condição de contorno para o final do horizonte de planejamento do DECOMP, como para fazer simulações referentes à garantia de suprimento e estudos mais detalhadas como o modelo SUISHI [12]. Diante da impossibilidade de percorrer a árvore de cenários por completo, o cálculo da política de operação é realizado empregando estratégia de solução a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), proposta em 1991 [55] e ampliada pelo Cepel em 1993 para considerar a influência das afluições passadas aos reservatórios na política operativa [56], e que vem tendo sucessivos aprimoramentos ao longo do tempo [47] [57].

O algoritmo da PDDE é aplicado examinando-se um conjunto de séries de afluições em cada iteração, por meio de dois passos, ilustrados na Figura 2.3 e resumidos a seguir:

- (i) uma simulação *forward*, com os cenários hidrológicos reamostrados a cada iteração [57], de forma a encontrar estados potencialmente relevantes para obtenção dos valores da água e garantir a convergência teórica do método [58];
- (ii) uma recursão *backward*, em que se visitam todos os cenários de cada período, para cada realização da afluição, de forma a construir cortes de Benders para a função de custo futuro (FCF) ao final do período anterior.

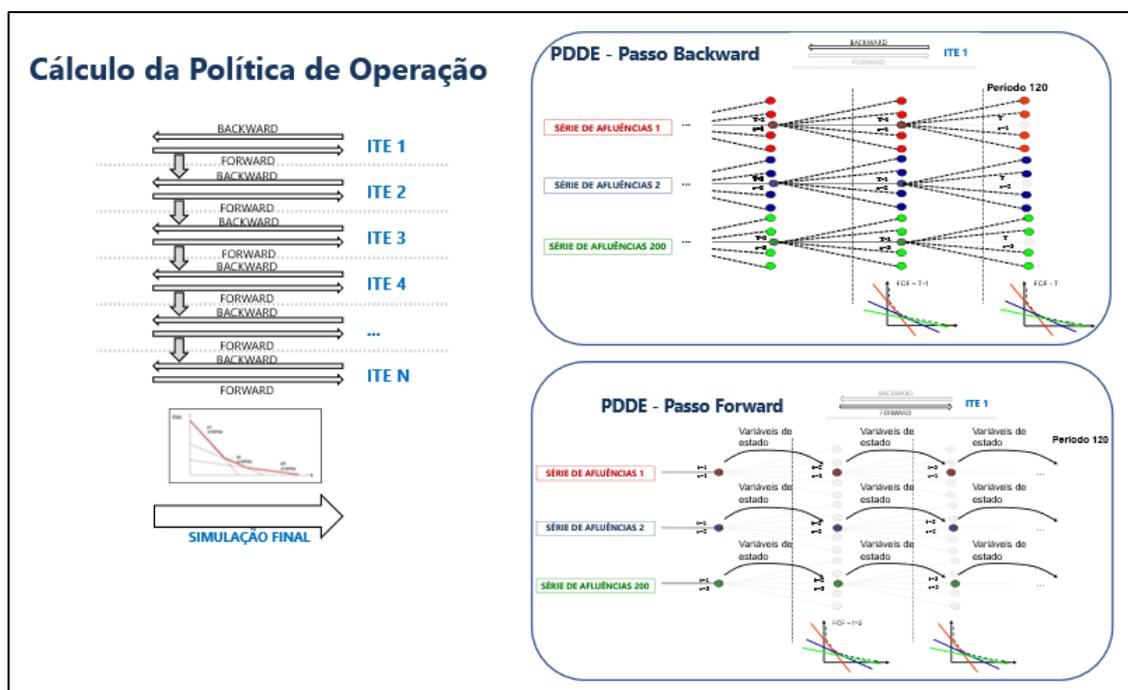


Figura 2.3 - Esquema ilustrativo das etapas forward e backward da PDDE aplicada ao modelo NEWAVE.

2.5 Simulação da política operativa

Após a construção da política operativa de custo mínimo e considerando-se a medida de risco CVaR [59], [60], [61], o modelo realiza uma simulação da operação do sistema com 2 mil cenários de sequências hidrológicas diferentes das utilizadas no cálculo da política, podendo também ser realizada por meio de séries históricas. Essa etapa disponibiliza índices de desempenho do sistema, como valor esperado da energia não suprida, risco de déficit, custos marginais, intercâmbio, entre outros.

2.6 Modelagem das incertezas no modelo NEWAVE – modelos PAR(p) / PAR(p)-A

As séries temporais de vazões às usinas hidrelétricas apresentam relevante correlação temporal, conceitualmente bem estabelecida na literatura [62] [63], [64]. Tendo em vista os requisitos de convexidade requeridos pelas técnicas baseadas em Programação Dinâmica Dual (PDD) [65] e sua versão amostral (PDDE) [55] - a última reconhecida até hoje na literatura como a mais eficiente para tratar do complexo problema de planejamento hidrotérmico estocástico de longo prazo - a modelagem de geração de séries sintéticas de aflúncias aos reservatórios é realizada aplicando-se um modelo autorregressivos periódico (PAR(p)) [53], cuja aplicação na PDDE foi proposta inicialmente em [56]. Motivada pela recente crise hidrológica do sistema brasileiro, especialmente na região Nordeste, que torna importante melhorar a representação da autocorrelação anual e aumentar ainda mais a capacidade do modelo gerar cenários críticos de longa duração, a técnica do Par(p) foi estendida recentemente para a modelagem PAR(p)-A, cuja geração de cenários é descrita em [54] e incorporação à PDDE é descrita em [66], [67]. A modelagem de aflúncias através do PAR(p) ou PAR(p)-A, que leva em consideração a correlação espacial entre os reservatórios e aplica técnicas de clusterização nos cenários *backward* para reduzir a dimensão do problema com a menor perda possível de informação [68] [69] - é desenvolvida no modelo GEVAZP embutido na estratégia de PDDE tanto para geração dos cenários backwards (que definem a “árvore completa” do problema) como para geração dos cenários forward, que serão percorridos nas iterações da PDDE.

2.7 Histórico dos aprimoramentos recentes nos modelos NEWAVE, GEVAZP e na modelagem individualizada das usinas hidrelétricas e dos REEs

Ao longo do tempo, as melhorias metodológicas e de implementação do modelo NEWAVE aumentaram a precisão dos resultados obtidos com sua utilização nas tomadas de decisão em importantes atividades do setor elétrico, bem como mantiveram a aderência à evolução das características físicas e do ambiente regulatório do sistema brasileiro. A Figura 2.4 a seguir mostra a cronologia dos principais aprimoramentos ocorridos no modelo NEWAVE (em verde) e GEVAZP (em laranja) recentemente, alguns dos quais já citados anteriormente. É importante ressaltar também os aprimoramentos que vêm sendo feitos em alguns aspectos da modelagem da geração das usinas hidrelétricas no modelo DECOMP (em vermelho) e que, por estarem sendo implementados no novo ambiente computacional LIBs¹⁰, estarão prontamente disponíveis para utilização no período individualizado do NEWAVE híbrido. Finalmente, ressaltam-se em cinza alguns trabalhos de pesquisa recentes e em andamento, e que resultam em potenciais funcionalidades a serem incorporadas no modelo no Futuro próximo.

Dentre as evoluções listadas já disponíveis no NEWAVE, mencionam-se algumas que, embora ainda não oficialmente consideradas no NEWAVE, podem levar a resultados interessantes no futuro, como por exemplo a SAR (Superfície de Aversão a Risco), que pode representar de forma mais direta o requisito de proteção do sistema frente a cenários muito críticos no futuro, e a funcionalidade de restrições de emissões de gases de efeito estufa (GEE), que podem contribuir para um desenvolvimento ainda mais sustentável para o planejamento da expansão e operação.

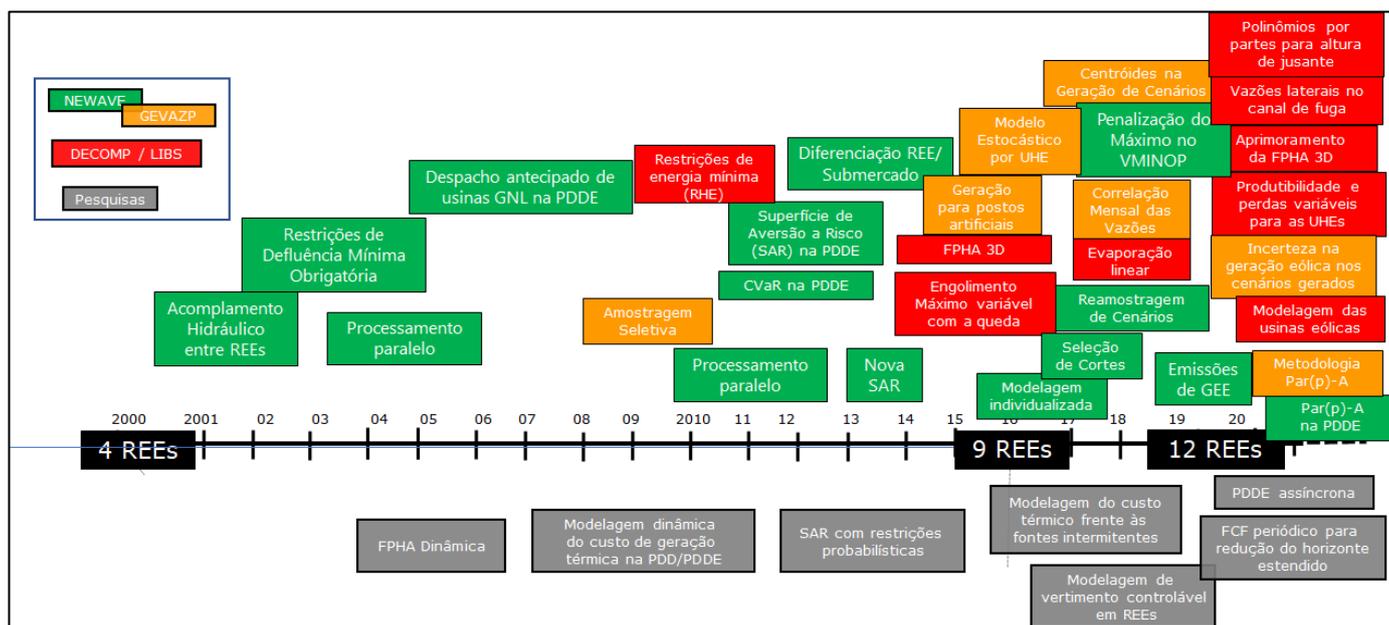


Figura 2.4 - Histórico de aprimoramentos recentes nos modelos NEWAVE, GEVAZP e DECOMP/LIBS, e potenciais funcionalidades a serem implementadas no futuro.

¹⁰ as novas funcionalidades nos modelos de otimização energética do Cepel estão sendo implementadas neste ambiente, de forma modular, de forma que possam ser compartilhados e sejam mais facilmente incorporados nos outros modelos.

3 NEWAVE HÍBRIDO – REPRESENTAÇÃO GERAL

Conforme mencionado anteriormente, a modelagem híbrida concebida para o modelo NEWAVE permite que se represente as usinas hidrelétricas individualmente no todo ou em parte do seu horizonte de planejamento. Desta forma, a abordagem híbrida pode tirar proveito de ambas as modelagens (equivalente e individualizada), ou seja, considerando os benefícios de uma representação individualizada de UHEs no horizonte mais próximo à tomada de decisão operacional, onde os dados de entrada em relação às restrições operativas também são mais previsíveis, sem aumentar demasiadamente o esforço computacional, pela representação agregada em períodos mais afastados do início do estudo, onde pode ser mais adequado ter-se uma representação mais macro do sistema. A Figura 3.1 contém um esquema representativo dessa representação, onde o estágio de transição corresponde ao último período de tempo do horizonte individualizado.

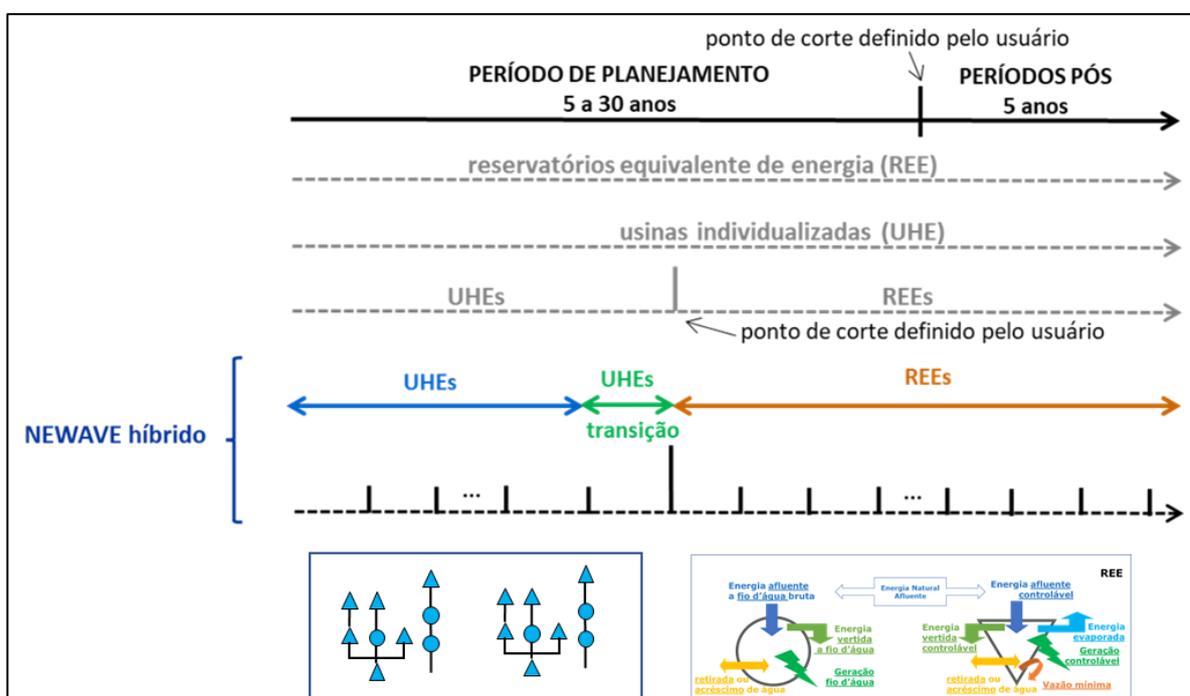


Figura 3.1 - Representação esquemática da representação do NEWAVE híbrido ao longo do horizonte de estudo.

Ressalta-se que, para aplicação em estudos de mais longo prazo (ex: leilão, garantia física e expansão), pode ser interessante que a janela de representação individualizada posicione-se “no meio” do horizonte de estudo, por alguns motivos como:

- em estudos de garantia física e leilão, os primeiros anos do horizonte de estudo possuem apenas a função de fazer com que o modelo “perca a memória” em relação às condições iniciais do sistema, não sendo de interesse uma modelagem muito detalhada ao longo dessa janela;
- em tais estudos, pode ser mais interessante representar aspectos mais detalhados da operação individualizada das usinas em estágios de tempo mais distantes do período inicial, onde se vislumbra um maior aumento na penetração das fontes eólicas/solares, em relação ao mix de geração atual. Desta forma, seria possível avaliar melhor o efeito da operação individualizada das usinas hidrelétricas na mitigação da intermitência na geração dessas novas fontes renováveis em um futuro mais distante.

Observa-se que a transição de um período individualizado para um período equivalente é natural, uma vez que já é realizado atualmente no acoplamento do final do horizonte de tempo do DECOMP com a função de custo futuro (FCF) fornecida pelo modelo NEWAVE, conforme explicado na seção 7. Entretanto, na hipótese de uma representação individualizada ser precedida de uma representação a REE, deve-se realizar um estudo mais detalhado de como fazer a transição do último período agregado para o primeiro período individualizado¹¹, principalmente em relação ao estado inicial de armazenamento nos reservatórios, sob pena de comprometimento da qualidade dos resultados ao longo do período individualizado. De qualquer forma, ressalta-se que o Cepel vem realizando pesquisas para permitir a representação de restrições horárias e aspectos mais detalhados no longo prazo aplicando-se uma abordagem alternativa, a partir de extensão dos estudos realizados em [15] para a PDDE.

Em um primeiro momento, a representação Híbrida do modelo NEWAVE foi desenvolvida com o objetivo prioritário de individualizar a configuração hidrelétrica já representada no modelo NEWAVE, assim como todas as restrições já modeladas em sua versão a reservatório equivalente de energia. Dessa maneira, como pode ser visto na seção 10, não é necessária nenhuma informação adicional nos dados de entrada do modelo para execução do NEWAVE híbrido além da delimitação dos horizontes com configuração hidrelétrica individual e equivalente. Nota-se que, no horizonte individualizado, embora as restrições hidráulicas já existentes tenham sido individualizadas, em relação ao escopo do que já estava representado, foram acrescentadas algumas poucas restrições, julgadas essenciais quando se trata de um modelo com configuração hidrelétrica representada individualmente, como será descrito ao longo da seção 5. Como exemplo, menciona-se a função de produção hidrelétrica individualizada [70], cujo paralelo nos estágios equivalentes é a utilização de limites máximos de geração em função do armazenamento, para representar a variação da produtividade com a altura de queda [34].

3.1 Componentes do sistema, restrições físicas e operativas

Nesse sentido, apresenta-se a seguir um comparativo da representação dos componentes e restrições operativas entre a representação a REE e individualizada no modelo NEWAVE. O detalhamento dos componentes e restrições listadas abaixo pode ser encontrada nas seções 5 e 6, enquanto a formulação completa dos subproblemas encontra-se na seção 8. Em seguida, na seção 9 apresentamos todo o processo de derivação dos cortes de Benders também para os períodos individualizados e equivalentes.

Tabela 3.1 -Comparação entre os componentes considerados gerais do sistema, considerados nas modelagens equivalente e híbrida do modelo NEWAVE.

-COMPONENTE	NEWAVE EQUIVALENTE	NEWAVE HÍBRIDO
Usinas hidrelétricas individualizadas	X	✓
Usinas térmicas	✓	✓
Usinas térmicas a GNL	✓	✓
Usinas eólicas	✓	✓
Usinas solares	ger. fixa	ger. fixa
Gerações fixas não despachadas centralizadamente	✓	✓
Submercados	✓	✓
Rede elétrica	Grandes troncos de transmissão	Grandes troncos de transmissão

¹¹ esta análise não está contemplada neste relatório por não ser uma opção disponível atualmente no modelo NEWAVE.

Tabela 3.2 - Comparação entre as características das usinas hidrelétricas consideradas nas modelagens equivalente e híbrida do modelo NEWAVE

RESTRIÇÃO/REPRESENTAÇÃO	NEWAVE EQUIVALENTE	NEWAVE HÍBRIDO
Balanco hidráulico	✓	✓
Função de produção hidrelétrica	X Ger. Hidr. Máx. em função do armazen.	✓ FPHA
Evaporação	✓ Somente reserv.	✓ Linear
Geração hidráulica mínima e máxima	✓	✓
Turbinamento máximo	✓	✓
Volume de espera	✓	✓
Armazenamento mínimo (CAR)	✓	✓
Volume mínimo operativo com penalização pelo valor máximo (VMinOp-Max)	✓	✓
Defluência mínima com flexibilização em dois patamares	✓	✓
Retirada de água	✓	✓
Manutenção programada de hidráulicas	✓	✓
Fator de disponibilidade de hidráulicas	✓	✓
Enchimento de volume morto	✓	✓
Alteração de cadastro	✓	✓
Restrição de defluência mínima histórica	✓	✓
Restrições elétricas hidráulicas	✓	✓

Adicionalmente, apresenta-se, na seção 15, uma comparação entre os componentes e restrições representados na janela individualizada do NEWAVE híbrido, com aqueles consideradas nos demais modelos de otimização energética que adotam uma modelagem individualizada das usinas, como os programas SUISHI, DECOMP e DESSEM.

3.2 Aspectos do problema comuns ao NEWAVE atual e híbrido

Alguns aspectos da modelagem do problema com reservatórios equivalentes de energia não sofreram alteração para a representação híbrida, como: o mecanismo de aversão a risco CVaR, a representação de usinas termelétricas (UTES), o tratamento do despacho antecipado das UTES a Gás Natural Liquefeito (GNL), emissões de gases de efeito estufa, a demanda por energia elétrica dos submercados e a consideração da taxa de desconto no cálculo do valor esperado do custo de operação. Uma breve descrição desses aspectos é feita a seguir.

3.2.1 Mecanismo de aversão ao risco CVaR

A aplicação do mecanismo de aversão a risco “Valor Condicionado a um dado Risco” (CVaR) ao modelo de planejamento de longo prazo resolvido por PDDE [59], [60], [71], [72] cuja aplicação ao NEWAVE

é descrita em [61], visa dar maior importância aos cenários hidrológicos mais críticos no cálculo da política de operação, minimizando, por meio da função objetivo, o valor esperado do custo total de operação com um determinado peso $(1 - \lambda)$, e considerando também uma parcela adicional referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos, com um peso λ . Adicionalmente, o conjunto de cenários hidrológicos mais críticos é identificado por meio de um parâmetro α , relacionado ao nível de proteção e que indica o percentual do total dos cenários daquele período que será considerado com custo adicional na função objetivo. Como a aplicação ao CVaR é feita observando-se apenas os custos de operação de cada cenários, não é necessária nenhuma modificação com a adoção do NEWAVE híbrido.

3.2.2 Usinas termelétricas

As usinas termelétricas são representadas através de algumas características como: capacidade instalada, fator de capacidade máximo, taxas de indisponibilidade forçada e programada, geração térmica mínima, custo de operação unitário (CVU) e classe de combustível. Além destes parâmetros, é possível informar um cronograma de manutenção para as UTEs. No NEWAVE, o despacho térmico consiste em decidir, no instante t , a geração de cada usina termelétrica neste mesmo instante de tempo. Esta decisão é função das restrições a serem atendidas, do custo de geração das UTEs e dos valores da água para as gerações hidrelétricas, obtidas por meio da Função de Custo Futuro (FCF) ao final do estágio t .

Por outro lado, o despacho das usinas termelétricas a GNL deve ser conhecido alguns meses antes de sua efetiva realização por dois motivos: a impossibilidade de armazenamento do combustível junto às usinas e o tempo necessário para transportar o GNL desde suas fontes até os pontos onde se localizam as usinas. Por exemplo, a geração de uma UTE a GNL i em um instante t deve ser decidida no instante $t-K$. Isto quer dizer que, apesar da variável geração da UTE a GNL i fazer parte das restrições que envolvem o período t , seu valor deve ser decidido no instante $t-K$. Com isso, deve-se decidir o valor desta geração antes que os valores das variáveis aleatórias para o instante t (no caso, aflúncias aos reservatórios) sejam conhecidos [51].

Como a operação das usinas térmicas é modelada de forma independente da representação das usinas hidrelétricas no problema de otimização do despacho e cálculo da política, não são necessárias modificações com a adoção do NEWAVE híbrido.

3.2.3 Emissões de gases de efeito estufa

Em vista da preocupação crescente com o aquecimento global e com os impactos do aumento dos níveis de emissões de gases de efeito estufa (GEE) nos sistemas climáticos, o modelo NEWAVE possui uma funcionalidade para computar e fornecer os montantes de emissões de gases de efeito estufa, total e por tecnologia de geração, em cada cenário hidrológico e ao longo do horizonte de planejamento. Atualmente, o NEWAVE disponibiliza uma primeira estratégia para representar medidas de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas no problema de planejamento da operação através da inclusão de restrições que representam limites máximos de emissões de GEE de origem antropogênica. O cálculo de emissões de GEE consideram as taxas de emissões de GEE de cada tecnologia, em g CO₂eq/kWh, calculadas por meio do conceito de Avaliação do Ciclo de Vida (Life Cycle Assessment – LCA) [73]. Na implementação do NEWAVE híbrido, não foram realizadas modificações nessa implementação.

3.2.4 Atendimento à demanda por submercado

A projeção da demanda por energia elétrica a ser atendida por cada subsistema/submercado é informada para o modelo em valores médios para cada período do horizonte de estudo. Para representar as variações da demanda que podem ocorrer nos períodos, o modelo pode ainda considerar até cinco patamares de carga por meio de seus valores de profundidades e durações informados em p.u. No atendimento à demanda devem ser consideradas também a geração de pequenas usinas e cargas

adicionais. Como todos esses aspectos não possuem relação direta com a forma de modelagem das usinas hidrelétricas, não houve alterações nessa funcionalidade com a adoção do NEWAVE híbrido.

3.2.5 Taxa de desconto

Durante as etapas de cálculo da política de operação e de simulação final, o NEWAVE calcula o valor esperado do custo de operação do sistema e o custo marginal de operação para cada submercado. Desta forma, torna-se necessário trazer a valor presente os custos que não foram calculados no início do horizonte de estudo, utilizando uma taxa de desconto que, aplicada a um custo futuro, determinará sua equivalência no presente. Da mesma forma que no cálculo do CVaR, como esses procedimentos são realizados em função do custo de cada período/cenário como um todo, não houve alterações com a adoção do NEWAVE híbrido.

3.3 Questões associadas ao NEWAVE híbrido

Em que pese todas as vantagens que a representação individualizada das usinas hidrelétricas oferece quanto a um maior detalhamento da operação do sistema, de forma a enfrentar os desafios mencionados na seção 1.1, alguns aspectos referentes à adoção do NEWAVE híbrido devem ser analisados com atenção, como os relatados a seguir.

3.3.1 Dificuldades da abordagem 100% individualizada

Em princípio, a solução mais atraente, do ponto de vista técnico, seria considerar uma modelagem individualizadas dos reservatórios ao menos durante o período de planejamento da operação, que é de 5 anos em casos de PMO/PLD, 15 anos em estudos referentes ao Plano Decenal da Expansão e 15 anos (10 anos de pré-estudo e 5 anos de estudo) em casos de garantia física e leilões. Apesar dos esforços que têm sido feitos no sentido de reduzir o horizonte estendido e obter uma representação menos custosa, do ponto de vista computacional, para representar o efeito do “fim de mundo” ao final do horizonte de interesse, ainda assim é computacionalmente inviável a consideração de uma representação individualizada ao longo de todo o horizonte de estudo, para construção de uma política de operação e um critério de convergência da PDDE com o nível de qualidade que é exigido pela CPAMP.

Essa questão é evidenciada na Tabela 3.3, onde se avaliam os tamanhos das aplicações, grau de detalhamento do sistema, e presença ou não de algumas restrições do problema, nas poucas publicações recentes em revistas nas áreas de pesquisa operacional e energia elétrica, onde se considera uma modelagem individualizada dos reservatórios para o problema de planejamento hidrotérmico de longo prazo, resolvido pela estratégia de PDDE. Para fins de comparação, as duas últimas linhas da tabela mostram os tamanhos dos problemas resolvidos pelo NEWAVE nos dois extremos: abordagem 100% individualizada (com a modelagem proposta neste relatório técnico), e abordagem 100% por REE, utilizada atualmente no NEWAVE.

Observa-se que, em todas as aplicações, a duração do horizonte de estudo e/ou quantidade de usinas hidrelétricas/térmicas são bem inferiores ao considerado atualmente no sistema brasileiro. Além disso, há diversas restrições operativas que não são consideradas. Finalmente, as aplicações de maior porte assumem uma hipótese de independência temporal nas vazões e/ou representam a função de produção hidrelétrica (FPH) de forma mais simplificada, com produtividade constante em todas ou parte das usinas hidrelétricas. Ressalta-se que alguns aspectos dos trabalhos não são discutidos aqui, como os critérios adotados para convergência (que podem variar de um trabalho para o outro), e o elevado tempo computacional (algumas horas) incorridos em algumas aplicações, visto que essa comparação depende dos recursos computacionais utilizados em cada aplicação¹².

¹² Ressalta-se, entretanto, que as aplicações de maior porte já adotaram processamento paralelo para resolução do problema.

Tabela 3.3 - Publicações recentes de modelagem individualizada dos reservatórios para o problema de planejamento hidrotérmico de longo prazo.

	T	NH/ NR	NT	NS/ NB	FPH	Mod. Rede	Vmin Op	Evap	RH	Incert.	Nleq	Con verg
[Rebennack16] [74]	12	5 / 4	14	-	cte		-	-	-	AR(1)	50	S
[PhilpMatos12] [59]	52	33 / 9	12	3	cte		-	-	-	Estados Markov	20	S
[RosStreet22] [19]	96	11 / ?	23	28	cte	dc/ac	-	-	-	indep	165	-
[FredoFinardi21] [75]	60	53/ 28	30	1	LPP	-	-	-	-	PAR(p)	20	S
[LarroydPedrini22] [76]	60	163/66	127	4	cte	-	-	-	-	PAR(p)	96	S
[FredoFinardi19] [77]	24	134	122	4	cte / LPP	-	-	-	-	indep	20- 100	S
[MachadoDiniz20] [78]	120	84 /44	46	1	LPP	-	-	-	-	indep	20	S
NEWAVE indiv.	120	162	SIN	4	LPP	-	Sim	L	sim	PDD	20	S
NEWAVE REE	120	12 REEs	SIN	4	EQV (NL)	-	Sim	parab	Sim	PAR(p) / PAR(p)-A	20	S

T: número de períodos
 NH: número de usinas hidrelétricas
 NR: número de reservatórios
 NT: número de usinas térmicas
 NS/NB: número de submercados ou barras
 FPH: tipo de modelagem para a função de produção hidrelétrica (cte: constante; LPP: linear por partes)
 Vminop: restrições de volume mínimo operativo
 Evap: modelagem da evaporação
 RH: restrições hidráulicas de vazão
 Incert: forma de modelagem da incerteza (indep: sem correlação temporal);
 Nleq: número de aberturas backward
 Converg: apresentação de análise de convergência.

3.3.2 Importância de representação acurada da geração das usinas hidrelétricas

O impacto da consideração de uma produtividade constante para as usinas hidrelétricas, adotada em alguns dos trabalhos mencionados na Tabela 3.3, é ilustrada na Tabela 3.4, onde são apresentados alguns cálculos, realizados a partir de dados reais atualizados de algumas das principais usinas hidrelétricas com reservatório do país:

- a diferença entre a geração de energia com os reservatórios a 100% e 0% de seu armazenamento, para um valor de turbinamento da usina referente à metade do turbinamento máximo (coluna 2);
- nas demais colunas, diferença semelhante à calculada no item anterior, porém com o reservatório variando de 10 a 20%, de 50 a 60% ou de 80 a 90% de seu armazenamento máximo.

Tabela 3.4 - Análise da variação na geração da usina (%)*, para um mesmo valor de turbinamento, apenas variando o volume armazenado.

Usina	Variação do volume armazenado (% Volume máximo)			
	0 a 100%	10 a 20%	50 a 60%	80 a 90%
Tucuruí	24,0%	7,1%	3,0%	2,3%
I. Solteira	15,9%	5,0%	3,1%	2,5%
Três Marias	30,7%	8,9%	4,2%	3,3%
Furnas	9,6%	3,1%	1,8%	1,4%
Sobradinho	33,6%	9,7%	3,7%	2,9%

* este percentual foi tomado em relação ao valor de geração correspondente ao menor volume.

A primeira diferença na tabela mostra a potencial inacurácia em relação à geração hidrelétrica, incorrido no cálculo da política ou na realização de estudos considerando uma produtividade constante (média) para as usinas. Já as diferenças mostradas nas demais colunas da tabela ilustram o fato de que, mesmo que se considere uma produtividade média com valores dinâmicos no tempo (dependendo do mês do ano referente a cada período), o potencial de erro incorrido também pode ser grande, já que mesmo em uma faixa estreita de variação de volume (10%), as variações percentuais de geração são razoáveis, e equivalem a um montante grande de energia quando se considera a duração dos meses. Outro agravante é que o erro é maior justamente para os níveis dos reservatórios mais baixos, quando a necessidade de energia para o sistema é maior. Finalmente, ressalta-se que, para um mesmo mês do ano, as variações nos níveis dos reservatórios podem ser bem maiores do que 10%, dependendo da sequência de aflúências que pode vir a ocorrer nos anos futuros (cujo valor exato é desconhecido) o que faz com que os desvios na adoção de valores médios variáveis no tempo possam ser ainda maiores.

Outra desvantagem importante da consideração de uma produtividade constante refere-se à modelagem da influência da cota de jusante das usinas na função de produção, que afeta não só as usinas com reservatório, mas também (e principalmente) as usinas a fio d'água. Análises feitas com dados atualizados de três importantes usinas a fio d'água do sistema (Jupiá, Belo Monte e Itaipu) mostram variações médias de 11,7%, 5,5% e 7,3% entre as gerações exatas e as obtidas por uma produtividade média constante, considerando-se o intervalo entre os turbinamentos nulo e máximo. Para fins de comparação, observa-se que o erro médio incorrido entre a geração exata da função de produção hidrelétrica e a modelagem linear por partes adotada nos modelos DECOMP e DESSEM situam-se, em geral, em valores médios de até 1%, com ocorrência de desvios maiores apenas quando ocorrem grandes vertimentos ou variações de armazenamento muito maiores do que 10% [70].

Neste sentido, considera-se que a modelagem híbrida – onde se representam os reservatórios de forma individualizada no início do horizonte, com representação mais detalhada das características operativas como a FPH - torna-se uma opção competitiva para produzir resultados satisfatórios em tempo computacional aceitável, visto que considerar uma modelagem individualizada em todo o horizonte (porém com produtividade média constante durante a construção dos cortes e cálculo da política, para reduzir o tempo computacional) pode levar a resultados longe da realidade. Observa-se que, mesmo na modelagem equivalente, que poderia continuar a ser adotada em períodos mais afastados do início do estudo, a variação não linear da produtividade das usinas que compõem cada REE continua sendo considerada, porém valorando-se todas as parcelas de energia em função do % de energia armazenada do REE [34]. Assim, muito embora já se tenha à disposição o NEWAVE híbrido, o Cepel tem continuado as pesquisas para aprimorar ainda mais alguns aspectos da modelagem do REE, como por exemplo a representação de curvas de vertimento no REE em função da energia defluente, mesmo que não seja atingida a energia armazenada máxima do REE.

3.3.3 Acurácia na representação do processo estocástico

Além da representação das características operativas, a representação individual de um grande número de UHEs pode causar dificuldades, além daquelas associadas ao esforço computacional para resolver o problema global, também em relação à amostragem da árvore de cenários de aflúncias no algoritmo da PDDE, a fim de alcançar a precisão necessária no cálculo da política de operação. Neste aspecto, outros trade-offs podem vir a ser analisados no futuro em relação ao dilema “representação individualizada” X “representação equivalente”, como por exemplo representar um modelo de aflúncias naturais por bacias, como estudado em [75]. Tais abordagens podem ser fruto de investigações futuras para possível incorporação no NEWAVE, durante o processo de validação do NEWAVE híbrido e análise das opções de modelagem que permitem a resolução do problema em tempo computacional aceitável, mantendo-se o rigor no processo de análise da convergência e resultados do modelo.

3.3.4 Escalabilidade da paralelização da PDDE

A aplicação de processamento paralelo é capaz de reduzir sensivelmente o tempo computacional para a resolução do problema de planejamento hidrotérmico de longo prazo por PDDE, em relação ao processamento serial, como já demonstrado em alguns trabalhos [79] [45]. Entretanto, o aumento na quantidade de processadores leva, a partir de certo ponto, a uma “saturação” na redução do tempo de processamento, especialmente em algoritmos que requerem pontos de sincronização. É importante ressaltar que, para a realização de simulações completamente independentes (como por exemplo, a realização da simulação final do NEWAVE para cada uma das 2000 séries) o potencial de paralelização com aplicação de computação em nuvem é bastante elevado, ou seja, aumentando-se N vezes o número de processadores, é possível realizar, em uma mesma quantidade de tempo, uma quantidade de simulações praticamente N vezes maior.

Já no processo de cálculo da política operativa, há pontos de sincronismos na etapa *backward* do algoritmo tradicional da PDDE que limitam o desempenho do processamento paralelo *aplicado* a esse método. Esta limitação pode ser vencida aplicando-se uma estratégia alternativa à adotada atualmente no NEWAVE para o processamento paralelo, passando a orientar a divisão dos processos por período, e não por serie *forward*, e adotando uma abordagem assíncrona para a PDDE, conjugada com a aplicação do algoritmo multicut da PDD/PDDE [80]. Esta estratégia foi aplicada pelo CEPEL na dissertação de mestrado [78] com resultados bastante promissores. Um estudo de alternativas de paralelização – síncronas e assíncronas – para a PDDE é apresentado em [81].

Entretanto, uma grande barreira – prática, e não metodológica – é o requisito de **reprodutibilidade** dos resultados. A necessidade de obter exatamente os mesmos resultados independentemente da quantidade de processadores adotados, assim como a impossibilidade de modificar a ordem dos cálculos em função da velocidade com que os diversos subproblemas são resolvidos pelos diferentes processos, eliminam algumas alternativas interessantes do processamento assíncrono, resultando em perda de desempenho e a necessidade de se empregar algoritmos menos eficientes do ponto de vista de tempo computacional.

4 Geração de cenários de afluências – abordagem atual e NEWAVE híbrido

Séries hidrológicas de intervalo de tempo menor que o ano, tais como séries mensais de vazão natural afluente e energia natural afluente, têm como característica o comportamento periódico das suas propriedades probabilísticas, como por exemplo a média, a variância, a assimetria e a estrutura de autocorrelação. A análise deste tipo de séries pode ser feita pelo uso de formulações autorregressivas cujos parâmetros apresentam um comportamento periódico. Esta classe de modelos é denominada modelos autorregressivos periódicos, os quais são referenciados por modelos PAR(p), onde p é a ordem do modelo, ou seja, o número de termos autorregressivos. Em geral, p é um vetor, i.e., $p = (p_1, p_2, \dots, p_{12})$, onde cada elemento fornece a ordem de cada período/mês.

A metodologia empregada tanto no programa GEVAZP como no seu módulo correspondente embutido no modelo NEWAVE [53], [68] tem como objetivo ajustar modelos autorregressivos periódicos e gerar os cenários hidrológicos utilizados nos modelos de planejamento da operação de médio (NEWAVE [7], SUISHI [12]) e curto prazo (DECOMP [9]), levando-se em consideração a preservação das correlações temporais e espaciais do processo estocástico original. Visando reduzir o esforço computacional para cálculo da política, procura-se ter uma representação adequada do processo estocástico com o menor número possível de cenários hidrológicos. Para tal, adota-se no NEWAVE/GEVAZP a estratégia de clusterização (redução de cenários) denominada de Amostragem Seletiva (AS) [69]. O método AS consiste em aplicar técnicas de agregação a um grande número de cenários hidrológicos gerados, de forma a escolher um conjunto representativo a partir da amostra original de cenários. Esse conjunto representativo de cenários hidrológicos conterá, em princípio, a melhor informação possível, dada a limitação existente quanto à quantidade de cenários, para representar o processo estocástico de vazões/energias.

Como a formulação empregada no GEVAZP para a geração de cenários sintéticos de afluências a serem utilizados nos modelos NEWAVE, SUISHI e DECOMP está bem consolidada e apresenta bons resultados, esta também foi aplicada na modelagem do NEWAVE Híbrido, tanto para os cenários sintéticos de energias naturais afluentes aos reservatórios equivalentes de energia durante os períodos agregados, quanto para geração de cenários sintéticos de vazões naturais afluentes para as usinas hidrelétricas durante os períodos individualizados. Vale ressaltar que a formulação para a geração dos cenários para os períodos agregados não sofreu alteração com relação ao que vem sendo empregado no NEWAVE com abordagem totalmente a REE.

4.1 Formulação geral do modelo PAR(p)

O modelo PAR(p_1, p_2, \dots, p_{12}) pode ser descrito matematicamente pela seguinte equação:

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_1^m \cdot \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + \dots + \phi_{p_m}^m \cdot \left(\frac{Z_{t-p_m} - \mu_{m-p_m}}{\sigma_{m-p_m}}\right) + a_t \quad (3a)$$

Onde Z_t é uma série sazonal (vazão ou ENA) de periodicidade s ($s = 12$ para séries mensais); N é o nº de anos; t é o índice do tempo, $t = 1, 2, \dots, sN$, função do ano T ($T = 1, 2, \dots, N$) e do período m ($m = 1, 2, \dots, s$); μ_m é a média sazonal de período s ; σ_m é desvio-padrão sazonal de período s ; $\phi_{p_m}^m$ é o operador autorregressivo de ordem p_m do período m ; p_m é a ordem do operador autorregressivo do período m ; a_t é a série de ruídos independentes com média zero e variância $\sigma_a^{2(m)}$.

A formulação descrita acima pode ser aplicada tanto na modelagem das séries de vazões naturais afluentes quanto nas séries de energias naturais afluentes. Como dito anteriormente, esta formulação é empregada para geração das séries sintéticas de vazões para o DECOMP e SUISHI, e também para as séries sintéticas de ENA para o NEWAVE com abordagem totalmente a REE.

Na Figura 4.1 é apresentado um esquema resumido do procedimento empregado para a geração das séries sintéticas de vazões ou energias naturais afluentes, que é descrito de forma mais detalhada em [82].

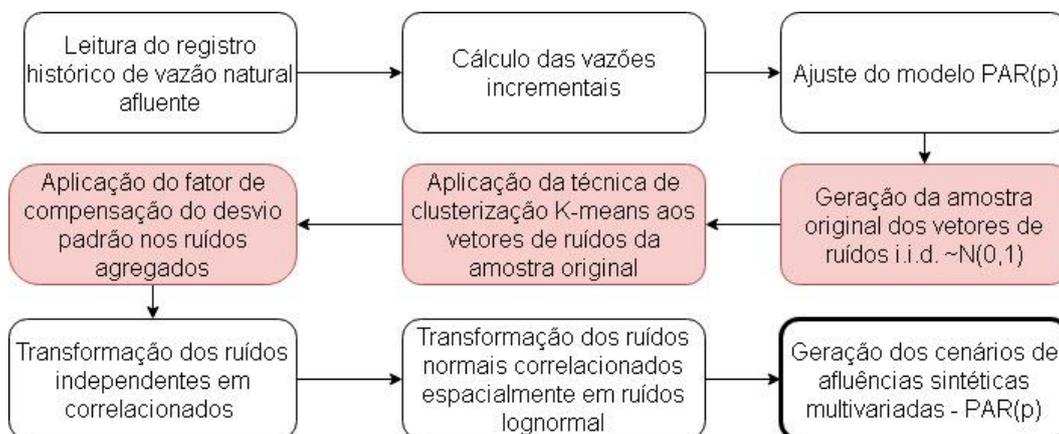


Figura 4.1 - Fluxograma simplificado do modelo GEVAZP.

Para a geração de cenários sintéticos de ENA existe um passo adicional após a etapa de cálculo das vazões incrementais, onde o registro histórico de vazões afluentes é transformado em séries históricas de ENA. O cálculo da energia natural afluente é parte fundamental da construção dos REEs e depende da configuração hidrelétrica adotada. De forma geral, a ENA de um REE é calculada como o somatório das vazões incrementais afluentes multiplicada pela produtividade acumulada de cada usina pertencente ao REE em questão, de acordo com a seguinte equação:

$$ENA_{REEi}^t = \sum_{k \in REEi} VAFInc_k^t * PRODTacum_{t,k}^{AFL}$$

onde:

$VAFInc_k^t$ = vazão incremental da usina k , pertencente ao i -ésimo REE, no instante t ;

$PRODTacum_{t,u}^{AFL}$ = produtividade acumulada da usina k no instante t ($PRODTacum_{t,k}^{AFL} = PRODT_{t,k}^{AFL} + \sum_{u \in MONTk} PRODT_{t,u}^{AFL}$)

4.2 Geração de cenários para o NEWAVE híbrido - modelo PAR(p)

A geração de cenários para representação híbrida do modelo NEWAVE é realizada em duas etapas:

- (i) geração dos cenários de vazões para as usinas hidrelétricas durante os períodos cuja representação é individualizada;
- (i) geração dos cenários de ENA para os REEs, para os demais períodos do horizonte de estudo.
- Um diagrama esquemático deste processo é apresentado na Figura 4.2 .

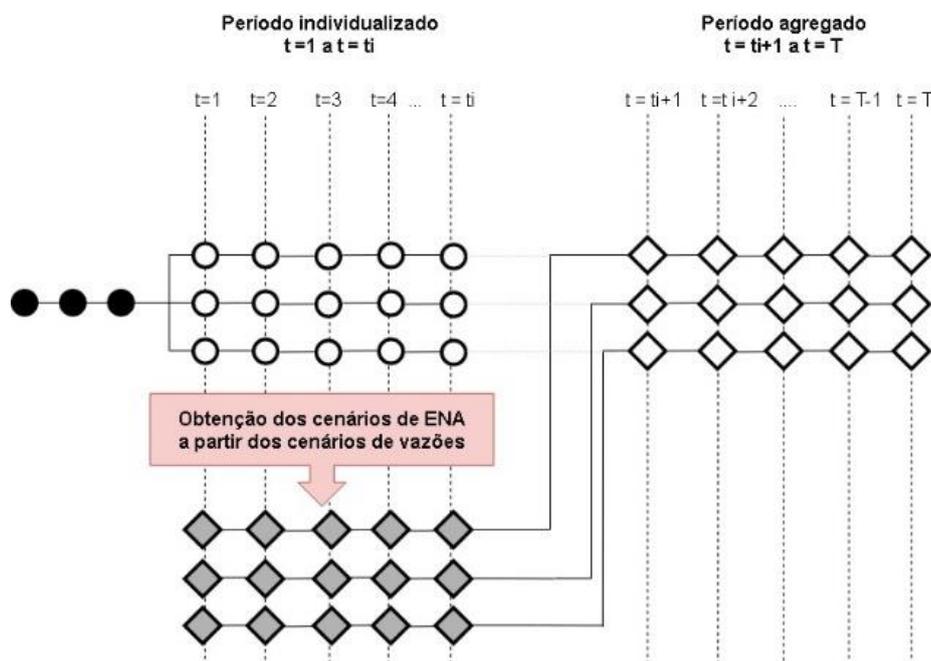


Figura 4.2 Diagrama esquemático da geração de cenários para a representação híbrida.

A seguir, apresenta-se uma breve descrição de cada uma dessas duas etapas.

4.2.1 Geração de cenários para representação a usinas individualizadas

Durante a primeira etapa, o procedimento ilustrado na Figura 4.2 é aplicado para ajustar um modelo $PAR(p)$ ao registro histórico de vazões incrementais afluentes a cada uma das usinas pertencentes à configuração hidrelétrica do final do horizonte de estudo e, posteriormente, para gerar um conjunto de séries sintéticas de vazões afluentes para o horizonte individualizado. Ao longo deste horizonte individualizado, as séries sintéticas de vazões são transformadas em séries sintéticas de ENA considerando a configuração do período em questão. Caso uma usina ainda não tenha entrado em operação naquele momento, sua vazão incremental irá ser somada à usina imediatamente a montante. Desta forma, ao final da primeira etapa estarão disponíveis dois conjuntos de cenários sintéticos:

- um conjunto de cenários de vazões gerado pelo modelo $PAR(p)$;
- um conjunto de cenários de ENA calculados a partir do primeiro conjunto.

4.2.2 Geração de cenários para representação por REEs

Na segunda etapa de geração de cenários para a representação híbrida, são ajustados modelos $PAR(p)$, novamente considerando o procedimento apresentado na Figura 4.2, porém incluindo o passo adicional mencionado anteriormente. Como os cenários são obtidos a partir de um modelo autorregressivo, é necessário que os valores passados fornecidos ao modelo $PAR(p)$ sejam dados em energia (MWhês) e não em vazão (m^3/s). Desta forma, para os meses imediatamente anteriores ao ponto de corte entre os horizontes individualizado e agregado, utilizam-se os valores de ENA provenientes dos cenários sintéticos oriundos dos cenários sintéticos de vazões.

4.3 Geração de cenários para o NEWAVE híbrido - modelo PAR(p)-A

A extensão do modelo de séries temporais PAR(p) por meio da inclusão de um novo termo com a média das 12 últimas aflúncias na equação de autorregressão de cada período sazonal, denominada PAR(p)-A [54], que aprimorou a memória dos modelos autorregressivos ajustados com maior persistência de uma tendência hidrológica incomum, está disponível tanto para casos com configuração hidráulica individual como também para casos híbridos. As alterações feitas para os casos cuja configuração hidrelétrica é representada através de reservatórios equivalentes de energia (REE) são as mesmas para a geração de cenários sintéticos de vazões nos estágios com representação individual da configuração hidráulica. Conforme [54], o modelo autorregressivo periódico com componente anual de cada usina hidrelétrica, pode ser escrito da seguinte forma:

$$\phi^m(B) \left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) - \psi^m \left(\frac{A_{t-1} - \mu_{m-1}^A}{\sigma_{m-1}^A} \right) = a_t \quad (3b)$$

onde A_{t-1} representa a média das últimas 12 observações do processo estocástico Z_t , no caso vazões afluentes, com referência a (t-1):

$$A_{t-1} = \sum_{\tau=1}^{12} \frac{Z_{t-\tau}}{12}.$$

De outra forma, a formulação do PAR(p)-A é dada por¹³:

$$AFL_{t,i} = \sum_{j=1}^{p_{m_t,i}} \phi_{m_t,j,i}(AFL_{t-j,i}) + \psi_{m_t,i} \left(\frac{\sum_{j=1}^{12} AFL_{t-j,i}}{12} \right) + \varepsilon_{t,i} + C_{m_t,i} \quad (1.1)$$

onde:

$AFL_{t,i}$ vazão natural afluente a usina hidrelétrica i , no período t ;

$AFL_{t-j,i}$ vazão natural afluente a usina hidrelétrica i , no j -ésimo período anterior ao período t ;

$\phi_{m_t,j,i}$: coeficiente do modelo autorregressivo período referente à vazão do mês anterior (lag) j , para o mês m_t e usina i ;

$\psi_{m_t,i}$: coeficiente do modelo autorregressivo período referente à vazão média dos últimos 12 meses, para o mês m_t e usina i ;

m_t : mês do ano referente a cada período t ;

$p_{m_t,i}$: ordem do modelo autorregressivo para a usina i , para m -ésimo mês do ano;

$\varepsilon_{t,i}$: é o termo aleatório do processo estocástico, dado por $a_{t,i} \sigma_{m_t,i}$, onde $a_{t,i}$ é o ruído e $\sigma_{m_t,i}$ é o desvio padrão para as vazões da usina i no m_t -ésimo mês do ano.

$C_{m_t,i}$: termo constante, dado por $\mu_{m_t,i} - \sum_{j=1}^{p_{m_t,i}} \phi_{m_t,j,i} \mu_{m_t-j,i} - \psi_{m_t,i} \mu_{m_t-1,i}^A$, onde $\mu_{m_t,i}$ e $\mu_{m_t-1,i}^A$ são as vazões medias mensal e dos últimos 12 meses, para o usina i e m -ésimo mês do ano.

Como dito anteriormente, a metodologia e a implementação do modelo PAR(p)-A dos períodos com configuração hidráulica individual é a mesma dos estágios com configuração hidráulica equivalente. Assim, para maiores detalhes da extensão feita no modelo PAR(p)-A dos consulte a metodologia descrita

¹³ Os coeficientes do modelo variam com o período t (mesmo pertencendo ao mesmo mês do ano) devido a mudanças de configuração no REE que podem ocorrer ao longo do horizonte de estudo. A média de desvio padrão também variam com a configuração, mas esse aspecto foi ignorado na exposição para não carregar a notação.

no relatório [54], onde se encontra o detalhamento da alteração efetuada tanto no processo de identificação da ordem do modelo bem com o cálculo das estimativas de seus parâmetros.

4.4 Geração de cenários para o NEWAVE de forma conjunta com ventos

Para a geração de cenários de velocidades de ventos é empregada, no NEWAVE, a metodologia proposta nas referências [21], [22], [23], [83], [84], que apresentam um modelo integrado de geração de séries sintéticas de vazões (VAFL)/afluências (ENA) e velocidades dos ventos. Como um dos objetivos desse modelo era não aumentar o número de variáveis de estado consideradas no algoritmo de PDDE, que hoje já é elevado¹⁴, a estrutura de correlação temporal, porventura verificada no processo estocástico dos ventos médios mensais em algum parque eólico individualizado (UEE) ou parque eólico equivalente (PEE), não é representada de forma explícita no modelo de geração de séries sintéticas. Ela é representada pela correlação espacial verificada entre os processos estocásticos das velocidades dos ventos e das vazões/energias naturais afluentes.

Os resíduos das velocidades dos ventos recebem o mesmo tratamento que os resíduos das vazões/energias, mas a estrutura de correlação também compreende, além da correlação espacial entre as vazões/energias afluentes, as correlações entre as velocidades dos ventos dos UEEs/PEEs, e as correlações cruzadas entre vazões/energias afluentes e velocidades dos ventos.

Neste sentido, a variável aleatória do processo estocástico com s períodos sazonais que representa a velocidade média mensal do vento no parque eólico j no estágio t , $V_{t,j}$, é dada por

$$\left(\frac{V_{t,j} - \mu_{m,j}^v}{\sigma_{m,j}^v} \right) = \text{componente explicativa} + a_{t,j} \quad (3c)$$

A componente explicativa pode ser a própria média da velocidade mensal do vento do período sazonal m correspondente ao estágio t , $\mu_{m,j}^v$, ou conter uma parcela relacionada às vazões/afluências do próprio estágio t , $VAFL_t/ENA_t$, ou ainda do estágio $t-1$, $VAFL_{t-1}/ENA_{t-1}$. A inclusão desta parcela poderá contribuir para a representação da correlação temporal (lag 1) de $V_{t,j}$, caso ela exista.

¹⁴ no modelo Par(p) a quantidade de variáveis de estado é 84, na representação por REEs e com $p_m = 6$, e já há um acréscimo razoável com a adoção do Par(p)-A.

5 REPRESENTAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉRICAS E MODELAGEM DO PROBLEMA NOS PERÍODOS A USINAS INDIVIDUALIZADAS

Nesta seção descreve-se a modelagem das características e restrições das usinas hidrelétricas individualizadas, para os períodos em que se adota tal representação. Vale ressaltar que a diferença entre o NEWAVE híbrido e a formulação utilizada oficialmente hoje (por REE) consiste somente na representação apenas das usinas hidrelétricas, não havendo mudança na representação de outros componentes do sistema, como descrito na seção 3.2.

Para introduzir o leitor menos familiarizado com a representação individualizada das usinas hidrelétricas, descrevem-se também alguns conceitos básicos da representação dessas usinas. De qualquer forma, é importante lembrar que **não há mudança conceitual, entre as modelagens atual e híbrida, nos dados de entrada das características e restrições operativas das usinas hidrelétricas informadas ao modelo**. As modificações consistem apenas na forma de modelagem do problema:

- na abordagem atual (assim como nos períodos equivalentes do Newave híbrido), as características e restrições individuais das usinas hidrelétricas são levadas em consideração no cálculo do reservatório equivalente, descrito na seção 6 e apresentado em [34];
- nos períodos individualizados do NEWAVE híbrido, a representação dessas mesmas características e restrições das usinas hidrelétricas é feita de forma mais direta, como descrito ao longo dessa seção.

Deve-se ressaltar também que, nessa primeira modelagem individualizada que foi implementada no NEWAVE híbrido, procurou-se, tanto quanto possível, manter-se uma compatibilidade entre os aspectos considerados no NEWAVE atual e os considerados no NEWAVE híbrido, para fins de comparação e análise das vantagens e impactos da representação individualizada. Por exemplo, algumas funcionalidades que são representadas nos modelos DECOMP e DESSEM, como usinas de bombeamento, desvios entre usinas e tempo de viagem da água entre usinas em cascata, não foram incorporados nessa primeira versão do NEWAVE híbrido, uma vez que esses aspectos já não eram considerados na modelagem equivalente¹⁵. Na seção 15 apresenta-se uma comparação entre os aspectos das usinas individualizadas que são consideradas no NEWAVE híbrido, e os que são considerados nos modelos SUISHI, DECOMP e DESSEM.

As expressões matemáticas associadas às restrições individualizadas apresentadas ao longo desta seção estão consolidadas na seção 8.1, onde se apresenta a formulação completa do problema de planejamento da operação resolvido pelo NEWAVE. Embora as formulações de várias expressões sejam idênticas às adotadas hoje nos modelos DECOMP e DESSEM, utilizou-se uma notação distinta neste relatório, para ficar uniforme com o padrão que é adotado na documentação técnica do projeto NEWAVE. Na numeração das equações, utilizou-se o padrão “4.x” para as restrições a usinas individualizadas e “3.x” para as restrições a REE. A numeração de outras equações seguiu uma ordem linear, sem sub-índices.

¹⁵ vale lembrar que o NEWAVE utiliza algumas usinas especiais, como “complexo Paulo Afonso-Moxotó”, cujos dados já incorporam certa “equivalência” da topologia de desvio de água em um única usina.

5.1 Caracterização das usinas

Nesta seção, descrevem-se as características de modelagem das UHEs e de sua topologia hidráulica.

5.1.1 Componentes de uma usina hidrelétrica

As usinas hidrelétricas geram energia utilizando a queda d'água nos rios, convertendo energia potencial em energia mecânica nas turbinas e, na sequência, em energia elétrica no gerador. Uma componente importante das usinas é a **barragem**, que divide a instalação em três regiões: (i) a região de montante, onde se situa o reservatório de armazenamento; (ii) a região junto à barragem, onde se situa a casa de força, que contém as unidades geradoras, e o vertedouro; (iii) a região a jusante da barragem, onde se situa o canal de fuga. Cada um desses componentes da instalação da usina hidrelétrica, ilustrados na Figura 5.1, é descrito a seguir.

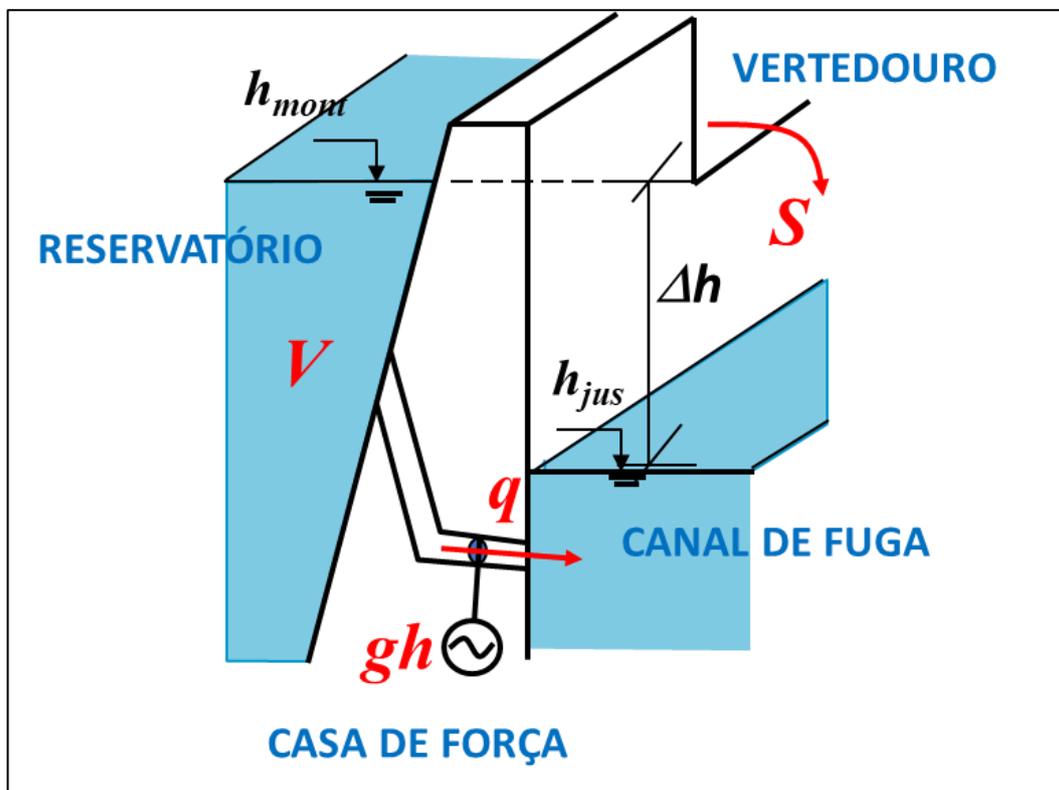


Figura 5.1 - Esquema ilustrativo dos componentes de uma usina hidrelétrica.

5.1.1.1 Reservatórios

As seguintes variáveis estão associadas ao armazenamento de um reservatório:

- **Volume total máximo:** é o máximo de volume armazenável no reservatório, incluindo o volume morto;
- **Volume armazenado total:** corresponde ao volume em que se encontra o reservatório da usina em determinado instante, incluindo o volume morto;

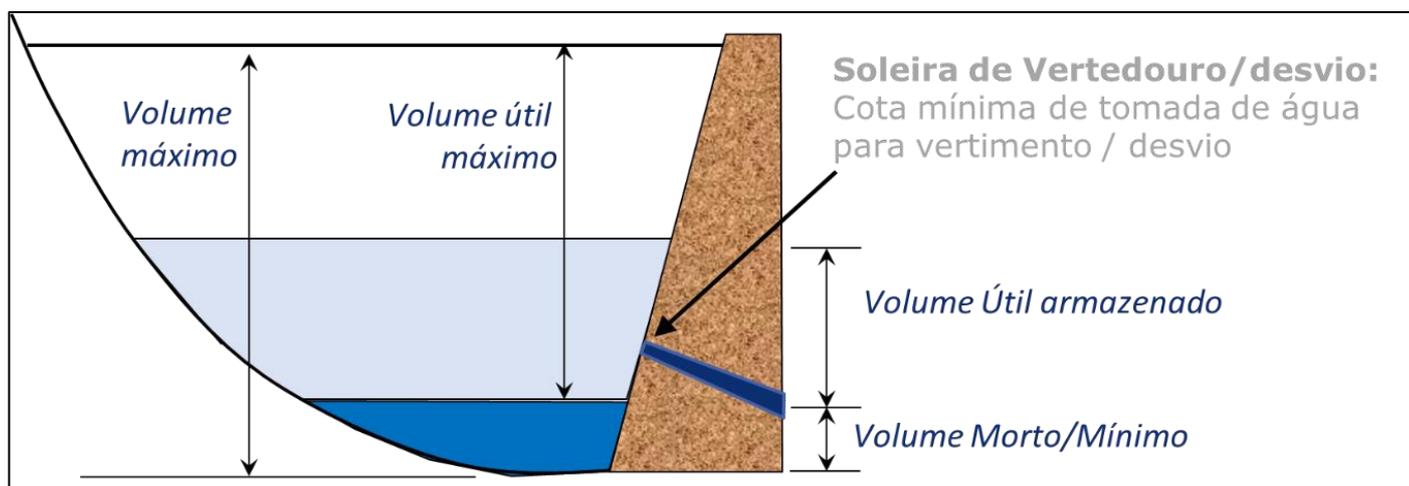


Figura 5.2 - Variáveis associadas à operação de um reservatório.

- **Volume útil:** é o volume armazenado acima do volume morto. Uma vez concluído o enchimento de seu volume morto (vide seção 5.3.2) e o reservatório começar a operar, o mesmo deverá estar sempre com armazenamento superior ao volume mínimo. Portanto, nos modelos de planejamento e operação, é conveniente definir o volume útil da usina como a diferença entre o volume armazenado e o volume mínimo operativo, e muitas vezes é medido em termos percentuais.
- **Volume útil máximo:** é o máximo de volume que pode ser regularizado pelo reservatório;

Apesar de sempre operar acima do volume morto, o valor de volume total de um reservatório é utilizado em alguns cálculos importantes, como por exemplo para obter a cota de montante do reservatório, já que no polinômio volume x cota dos reservatórios, utilizado na aproximação linear para a evaporação (seção 5.2.2) e no cálculo da altura de queda para a função de produção (seção 5.2.3), o argumento é o volume total armazenado, e não o volume útil armazenado.

As usinas hidrelétricas são classificadas no cadastro de usinas hidrelétricas de acordo com o tipo de regularização, que está associado à forma como a água nos reservatórios é operada:

- **usina de regularização**, se o armazenamento da usina ao final de cada período pode oscilar entre seus volumes mínimo e máximo definidos em cadastro. Estas usinas são definidas com um **triângulo** no esquema de usinas hidrelétricas;
- **usina a fio d'água**, se o armazenamento da usina é sempre constante (ou seja, o volume útil é máximo é zero). Estas usinas são representadas por um **círculo** no esquema de usinas hidrelétricas.

Capacidade de regularização dos reservatórios

Há um *flag* no cadastro das usinas hidrelétricas que informa se a capacidade de regularização do reservatório da usina é mensal ("M"), semanal ("S") ou diária ("D"). No modelo NEWAVE, consideram-se como usinas de regularização apenas aquelas indicadas nos dados de cadastro como de regularização **mensal (M)**. Para as usinas com regularização semanal ou diária, a informação de volume útil máximo (diferença entre os valores máximo e mínimo) é desconsiderada. Observa-se que este procedimento, além de adequado para um modelo com discretização mensal, está compatível com a hipótese considerada na construção dos REEs, na qual não se leva em consideração, no cálculo da energia armazenável, os volumes úteis das usinas com regularização semanal ou diária.

5.1.1.2 Casa de força

A casa de força é composta por uma ou mais unidades geradoras, responsáveis pela geração de energia elétrica. Essas unidades estão distribuídas em um ou mais conjuntos, sendo consideradas idênticas as unidades dentro de um mesmo conjunto. Os dados das unidades geradoras no cadastro são definidos por **conjunto**, ou seja, todas as unidades de um conjunto são consideradas idênticas. A entrada de novas unidades hidráulicas no sistema é representada por meio de um bloco de dados específico no arquivo "exph.dat", assim como já é feito para o NEWAVE atual, a reservatórios equivalentes.

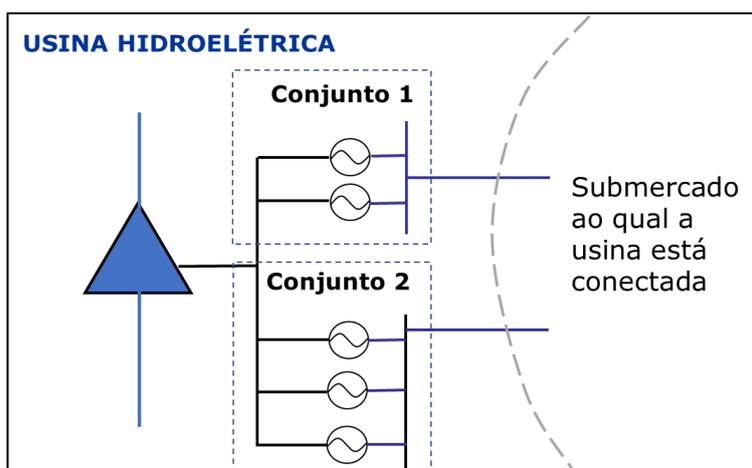


Figura 5.3 - Esquema ilustrativo da casa de força de uma UHE, neste exemplo composta por dois conjuntos com duas e três unidades, respectivamente.

Para fins de cálculo da função de produção da usina hidrelétrica, descrita na seção 5.2.3, não há distinção em relação a quais unidades geradoras estão operando. Desta forma, considera-se, no problema de otimização, apenas as variáveis de turbinamento e geração da usina como um todo. A única exceção é a usina de Itaipu, para a qual, nos modelos DECOMP e DESSEM, o conjunto 1 está localizado no barramento de 50Hz, abastecendo a carga da Ande (Paraguai) e a região sudeste, enquanto o conjunto 2 está localizado no barramento de 60Hz, que injeta potência no nó Ivaiporã. Na versão inicial do NEWAVE híbrido, toda a geração de Itaipu é injetada no submercado SE, para que se mantivesse uma compatibilidade com a representação feita na representação a REEs. No entanto, esta representação pode ser aprimorada nas próximas versões, tornando-se mais próxima dos outros modelos.

5.1.1.3 Vertedouros

Para uma usina a fio d'água, que não possui capacidade de regularização é sempre possível verter. Já para uma usina com reservatório de regularização, o vertimento só é permitido, em princípio, quando a cota de seu volume armazenado ultrapassa a cota referente à soleira do vertedouro, como ilustrado na Figura 5.2. Como o nível de armazenamento no reservatório ao longo do horizonte de estudo é uma variável de decisão no modelo, a possibilidade de vertimento ou não (e seu valor máximo) passa a depender de uma condição operativa do tipo 0 ou 1 (ou seja, se a usina está ou não acima da cota de soleira do vertedouro), o que, do ponto de vista de modelagem matemática, leva à introdução de variáveis inteiras. Embora já tenha sido proposta uma metodologia de PDDE para problemas inteiros (batizada de SDDiP em [85]), seu uso na prática para problemas de grande porte ainda é um grande desafio, conforme apontado em [86]. Portanto, algum determinado procedimento heurístico deve ser aplicado para definir se um reservatório pode ou não verter.

Nos modelos DECOMP e DESSEM, essa consideração é mais simples, pois, como a operação é definida sempre próximo ao estado atual do sistema, é possível tomar o volume inicial como referência para modelar a proibição ou não do vertimento¹⁶. Entretanto, para o modelo NEWAVE, essa questão é mais complexa, pois dado o seu horizonte bem extenso e a amplitude grande de cenários considerados (que podem levar a níveis de armazenamento bem diferentes dentro de um mesmo mês), é bem mais complexo estimar essa possibilidade ou não de vertimento. Na implementação atual do NEWAVE híbrido, o vertimento é sempre permitido para as usinas com reservatório de regularização.

5.1.1.4 Canal de fuga

No NEWAVE atual, assim como nos períodos equivalentes do NEWAVE híbrido, considera-se, nos cálculos de energia para o REE, um valor médio para a cota do canal de fuga das usinas hidrelétricas, que pode ser variável por período [87], [88]. Como os períodos individualizados do NEWAVE híbrido utilizam uma função de produção hidrelétrica aproximada semelhante às dos modelos DECOMP e DESSEM (vide seção 5.2.3), considera-se que a cota do canal de fuga nos períodos individualizados do NEWAVE é função do turbinamento e vertimento (se for o caso) da usina, o que leva a uma maior precisão no cálculo da geração.

5.1.2 Dados cadastrais das UHEs

Além das informações sobre a topologia das usinas (montantes e jusantes) são necessários dados cadastrais das usinas hidrelétricas relacionados ao reservatório (volumes mínimo e máximo, coeficientes de evaporação, polinômios que relacionam cota, volume e área, entre outros) e da casa de força (quantidade de conjuntos de máquinas, número de máquinas em cada conjunto, potência das máquinas, etc). Ressalta-se que, no NEWAVE híbrido, os mesmos dados de cadastro das UHEs já utilizados na modelagem atual do NEWAVE são considerados para os períodos individualizados. O arquivo de dados de cadastros das usinas hidrelétricas acompanha o deck de dados do modelo.

5.1.3 Topologia hidráulica

Topologicamente, as usinas hidrelétricas estão dispostas em cascata ao longo dos rios. Uma usina que se encontra “acima” de outra usina ao longo do rio é denominada “usina de montante”, sendo a usina abaixo na cascata denominada “usina de jusante”. Cada usina possui apenas uma usina de jusante, porém pode haver várias usinas à montante, devido à junção de rios. A Figura 5.4 exemplifica a relação topológica que pode haver entre as diversas usinas em uma cascata.

Há dois aspectos da topologia hidráulica do sistema que, apesar de considerados no DECOMP e no DESSEM, não estão introduzidos atualmente no NEWAVE híbrido, por não serem considerados até então na metodologia de construção do reservatório equivalente:

- a existência de “usinas de desvio”, quando uma usina pode possuir uma outra usina hidrelétrica de jusante, para a qual pode-se realizar um desvio de água (sem passar pela turbina);
- o tempo de viagem da água, que corresponde ao tempo que a água defluída por uma usina de montante leva para chegar à usina de jusante.

¹⁶ o modelo DESSEM, em particular, redefine os status de vertimento “proibido” ou “permitido” das usinas a cada nova iteração de resolução do problema, visto que o modelo não aplica estratégia de decomposição do tipo PDD.

Ressalta-se o segundo aspecto poderia ser desprezado no modelo NEWAVE, dependendo do grau de detalhamento desejado, visto que a discretização temporal do NEWAVE é mensal, e há somente um ponto no sistema onde esse tempo de viagem é significativo nessa escala temporal (15 dias no total, das usinas de Três Marias e Queimado para a usina de Sobradinho).

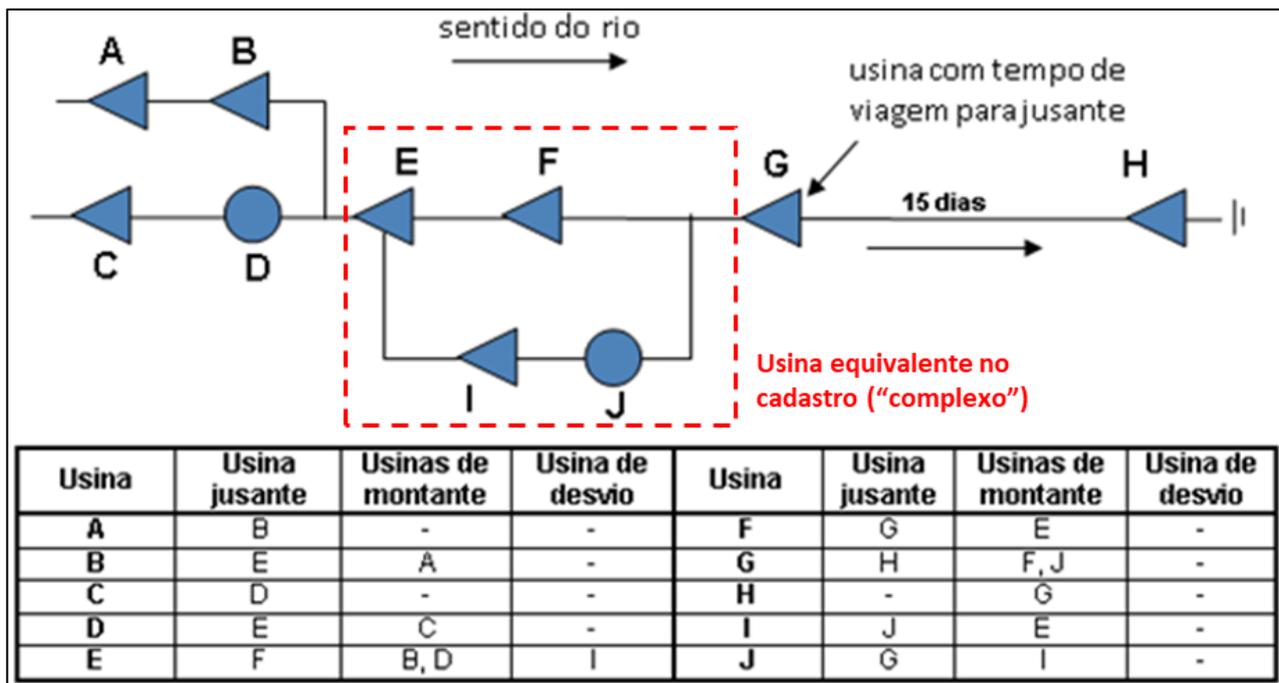


Figura 5.4 - Exemplo da topologia de uma cascata, com usinas de jusante, usinas de desvio, e tempo de viagem da água entre reservatórios

5.1.4 Usinas Fictícias

As usinas fictícias são utilizadas como uma maneira mais simples de tratar acoplamentos hidráulicos entre usinas que se localizam em diferentes REEs. Como nos períodos individualizados cada usina é representada individualmente, não é necessária a utilização de usinas fictícias. Portanto, estas usinas são eliminadas da configuração nos períodos individualizados, através de um processo de identificação das usinas originais associadas a essas usinas fictícias, e sua conexão com as usinas a montante e jusante da cascata.

5.2 Restrições Físicas

Nas seções 5.2.1 a 5.2.5, descreve-se a modelagem das **restrições físicas** das usinas hidrelétricas, que correspondem àquelas que não podem ser violadas na prática.

5.2.1 Balanço hídrico

O balanço hídrico consiste nas equações de conservação da água para cada usina hidrelétrica, em cada período/cenário. Essa restrição leva em consideração dados referentes a diversos aspectos de operação das usinas hidrelétricas, tais como: vazões afluentes, retiradas de água para outros usos, enchimento de volume morto, evaporação etc. Conforme já mencionado anteriormente, as restrições de balanço hídrico dos períodos individualizados do NEWAVE híbrido não levam em consideração desvios de água (para usina de desvio), vazões bombeadas em usinas elevatórias e tempo de viagem da água, de forma

a manter a compatibilidade com a topologia considerada na modelagem a REE. O balanço hídrico para cada UHE k é representado pela equação abaixo.

$$\begin{aligned}
 VARM_{t+1,k} = & \text{varm}_{t,k} + \text{VAFL}_{t,k} + \sum_{c=1}^{\text{NPAT}} \sum_{j=1}^{\text{NMON}_k} (\text{VTUR}_{t,j,c} + \text{VVER}_{t,j,c}) \\
 & - \sum_{c=1}^{\text{NPAT}} (\text{VTUR}_{t,k,c} + \text{VVER}_{t,k,c}) - \text{VRET}_{t,k} - \text{VEVP}_{t,k}
 \end{aligned} \tag{4.c}$$

5.2.2 Modelagem linear para a Evaporação

Para um dado valor de volume armazenado, a vazão evaporada é calculada pelo produto entre o coeficiente de evaporação mensal da usina, em mm/mês ($c_{EVAP_{i,j}}$, que consta do cadastro de usinas hidrelétricas) e da área do espelho d'água (km^2). Aplicando-se ainda um fator de conversão de unidades, a fim de expressar a evaporação em m^3/s , obtêm-se a seguinte expressão para a função de evaporação exata $f_{EVAP_i}(\cdot)$ para a usina i , em função do seu volume armazenado $VARM_i$:

$$f_{evap_i}(VARM_i) = \zeta_{evap} \frac{1}{3.6NHmes_j} c_{EVAP_{i,j}} (A_{rv_i}(h_{mon_i}(VARM_i)))$$

onde $NHmes$ corresponde ao número de horas no mês em questão e ζ_{evap} é um fator de conversão de unidades.

Para exemplificar o efeito da evaporação, apresenta-se na o cálculo da vazão evaporada para o reservatório de Sobradinho, para condições típicas em diferentes épocas do ano:

Tabela 5.1 - Valores de evaporação típicos do reservatório de Sobradinho

Mês	Volume (% v.útil)	Cota Montante (m)	Área espelho d'água A_{rv_i} (km^2)	$c_{ev_{i,j}}$ (mm/mês)	$Q_{ev_i}^t$ (m^3/s)
Janeiro	80%	390,95	3621,61	171	231,49
Março	70%	390,13	3342,93	61	77,54
Junho	50%	388,35	2785,96	104	110,18
Agosto	30%	386,07	2174,34	203	167,84
Novembro	20%	384,57	1833,45	245	170,81

Devido aos elevados montantes de água evaporados em alguns reservatórios, não se pode desprezar esse aspecto na operação de sistemas hidrotérmicos. Além disso, o cálculo de uma evaporação média por mês civil também pode levar a imprecisões não desprezíveis, pelo mesmo aspecto da variabilidade dos cenários para cada mês, conforme discutido na seção 3.3.2, para o caso da função de produção hidrelétrica. Portanto, assim como já é feito nos modelos DECOMP e DESSEM, insere-se no problema de otimização uma aproximação para a curva de evaporação, em função do volume armazenado [89].

Como o sentido da curvatura da função de evaporação não permite realizar uma aproximação por inequações lineares por partes¹⁷, realiza-se uma aproximação de Taylor de 1ª ordem da curva exata. A evaporação passa então a ser uma variável de “decisão” do problema, embora seu valor irá situar-se exatamente na curva linear. Essa aproximação linear é feita em torno de um valor de referência, conforme ilustrado na Figura 5.5.

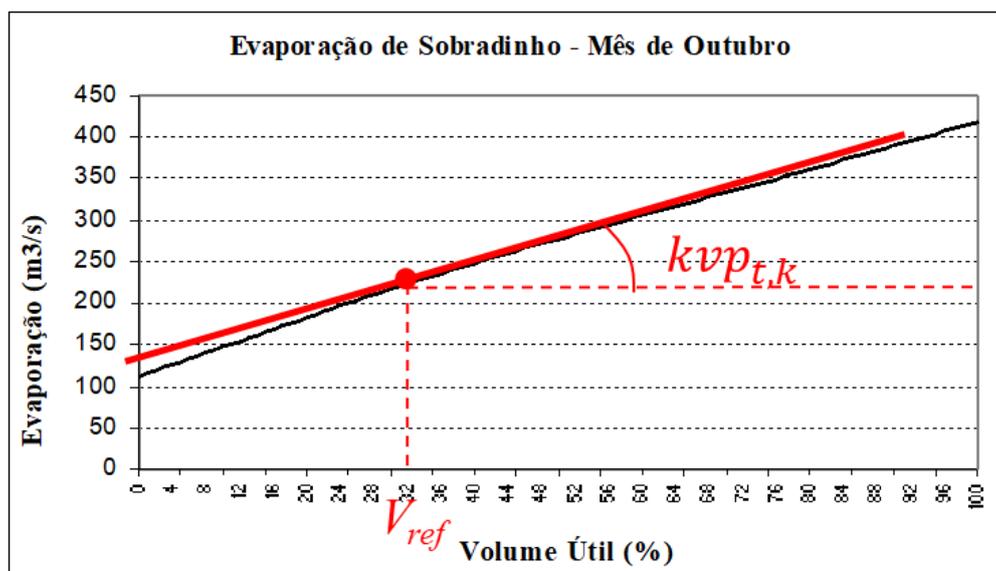


Figura 5.5 - Aproximação linear da evaporação, em torno de um volume de referência.

Na versão atual do NEWAVE híbrido, este valor de referência é sempre o volume inicial, pois tomou-se como padrão o que já se realizava nos modelos DECOMP e DESSEM . Entretanto, após interação com o ONS, acordou-se que, na próxima versão, a aproximação da função de evaporação para cada mês será feita em torno de um valor de volume útil, variável por mês, a ser fornecido pelo usuário.

Um aspecto importante na consideração da evaporação na modelagem individualizada e que a diferencia do cálculo da evaporação para a modelagem do REE é que, na representação individualizada, a evaporação **também é considerada para as usinas a fio d’água**, conforme também é feito nos modelos DECOMP e DESSEM. A equação de evaporação linear para cada UHE *k* é definida como:

$$VEVAP_{t,k} = [vevp_{t,k} - kvp_{t,k}vref_{t,k}] + kvp_{t,k} \left(\frac{VARM_{t+1,k} + varm_{t,k}}{2} \right) \quad (4.e)$$

O CEPEL considera importante que se aprimore o cálculo da evaporação na modelagem por REE, passando a calcular volumes evaporados (que se convertem em energia de evaporação) também para as usinas a fio d’água. Esta modelagem não traz maiores dificuldades do ponto de vista matemático, porém pode levar a inviabilidades maiores no atendimento à evaporação, visto que os montantes de energia evaporada passarão a ser maiores.

¹⁷ como a curva é côncava, a aproximação linear por partes tomaria a região abaixo da curva e, pelo fato de a evaporação causar um acréscimo no custo operativo, levaria o modelo a estabelecer um valor nulo para a evaporação.

5.2.3 Modelagem linear por partes para a função de produção hidrelétrica (FPHA)

A energia hidrelétrica provém da transformação da energia potencial da água armazenada em energia mecânica nas turbinas, e posteriormente em energia elétrica no gerador. A função de produção das usinas hidrelétricas faz a conversão entre a vazão turbinada e a energia gerada, considerando a variação da produtividade da usina de forma não linear com a altura de queda. Esta função de produção exata (FPH), que representa a variação da geração (*GHU*) de acordo com o volume armazenado (*VARM*), turbinamento (*VTUR*) e vertimento (*VVER*), é razoavelmente côncava no eixo das variáveis *VARM* e *VTUR*, e convexa no eixo da variável *VVER*. A Figura 5.6 mostra um gráfico dessas duas relações, obtido com dados reais para as usinas de Tucuruí e Corumbá I, respectivamente.

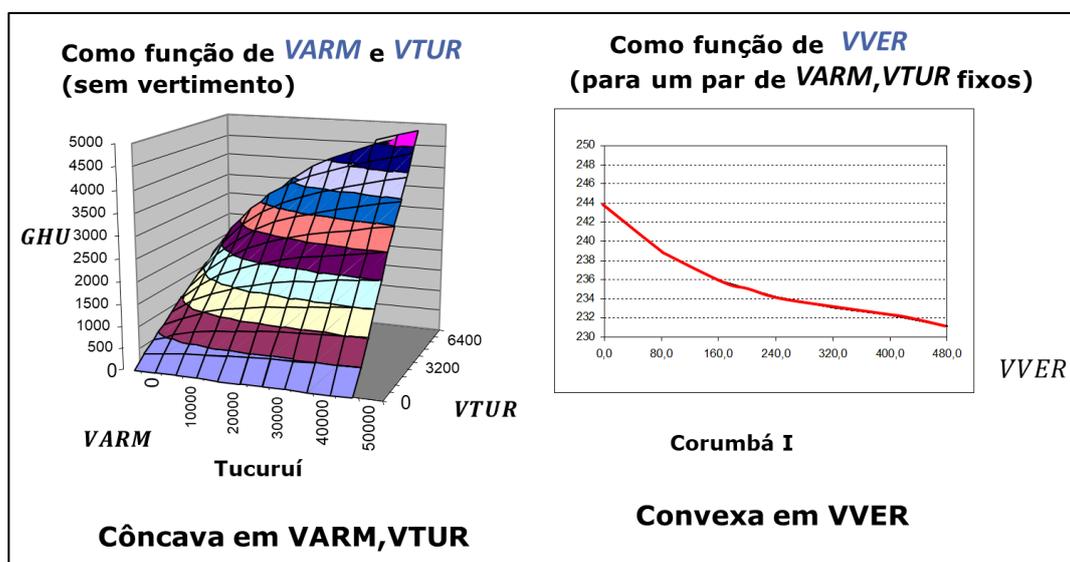


Figura 5.6 - Exemplo da função de produção exata (FPH) para as usinas de Tucuruí (esquerda, no eixo (*VARM*, *VTUR*)) e Corumbá I (direita, no eixo de *VVER*).

O formato dessa função sugere a adoção de uma aproximação linear por partes superior dessa curva ao longo dos eixos (*VARM*, *VTUR*), e secante ao longo do eixo de *VVER*, formando o que se chama de “função de produção aproximada (FPHA)”. A modelagem atual dessa função para os modelos DECOMP e DESSEM é descrita em [70], cujo desenvolvimento se inspirou na modelagem que era empregada anteriormente no DECOMP e que vigorou até 2015 [90].

A construção da FPHA é feita realizando-se os mesmos passos já adotados na modelagem dessa função para os modelos DECOMP e DESSEM, e que são descritos de forma resumida a seguir.

- 1. Determinação da grade de discretização:** define-se uma grade de pontos no plano $V \times Q$, a partir das informações do número de pontos para se tomar em ambas as dimensões e da janela de discretização a ser adotada para o volume, que corresponde a um em torno do volume mínimo. A largura da janela para o volume depende do tamanho do reservatório e deve ser ampla o suficiente para cobrir razoavelmente o espectro de operação da usina ao longo do horizonte de estudo do modelo. Já para o turbinamento, a princípio deve-se considerar todo o domínio da variável, já que não é possível prever, a priori, a faixa operativa da usina.
- 2. Cálculo da geração exata em cada ponto:** Para cada ponto discretizado na etapa anterior, calcula-se a função exata, obtendo-se assim uma nuvem de pontos no espaço tridimensional.

3. **Construção da envoltória convexa:** calcula-se a envoltória convexa da região abaixo da curva da FPH, considerando o vertimento nulo, aplicando-se um algoritmo *ad hoc* desenvolvido pelo CEPEL e que leva em consideração o conhecimento específico que se tem sobre a forma da função. Como resultado, obtém-se um conjunto de planos no espaço tridimensional, a partir dos quais obtêm-se os planos que definem um modelo inicial para a função de produção (FPHA₀).
4. **Regressão para minimização das diferenças entre a FPH e FPHA:** O modelo inicial FPHA₀ será, por construção, otimista nas regiões onde a FPH original for não convexa, e pessimista nas regiões onde ela for côncava. De forma a evitar um viés para um lado ou para o outro, faz-se uma regressão para multiplicar a função por um fator $\alpha_{t,k,ifpha}^{FPHA}$ de forma a minimizar o erro quadrático médio (EQM) entre a FPHA₀ e a FPH.
5. **Aproximação secante na dimensão do vertimento:** O último passo para construção da função é aplicar uma secante para cada plano obtido, na dimensão do eixo da variável vertimento, também minimizando o EQM entre as duas funções.

A função de produção hidrelétrica da UHE *k*, no período *t*, é dada por:

$$GHU_{t,k,c} - \delta_{t,k,ifpha}^{FPHA} \leq \alpha_{t,k}^{FPHA} * \left(\gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,0} + \gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,VARM} \cdot \frac{(VARM_{t+1,k} + varm_{t,k})}{2} + \left(\frac{\gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,VTUR}}{fpeng_{t,c}} \right) \cdot VTUR_{t,k,c} + \left(\frac{\gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,VVER}}{fpeng_{t,c}} \right) \cdot VVER_{t,k,c} \right), \quad k = 1, \dots, NCUT_{k,t}^{FPHA} \quad (4.d)$$

onde $\gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,0}$ é o termo independente; $(\gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,VARM}, \gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,VTUR}, \gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,VVER})$ são os termos referentes ao armazenamento, turbinamento e vertimento da usina em cada corte, e $NCUT_{k,t}^{FPHA}$ é a quantidade de cortes da FPHA para a usina *k*, no período *t*. A Figura 5.7 mostra um esquema ilustrativo de um hiperplano da FPHA.

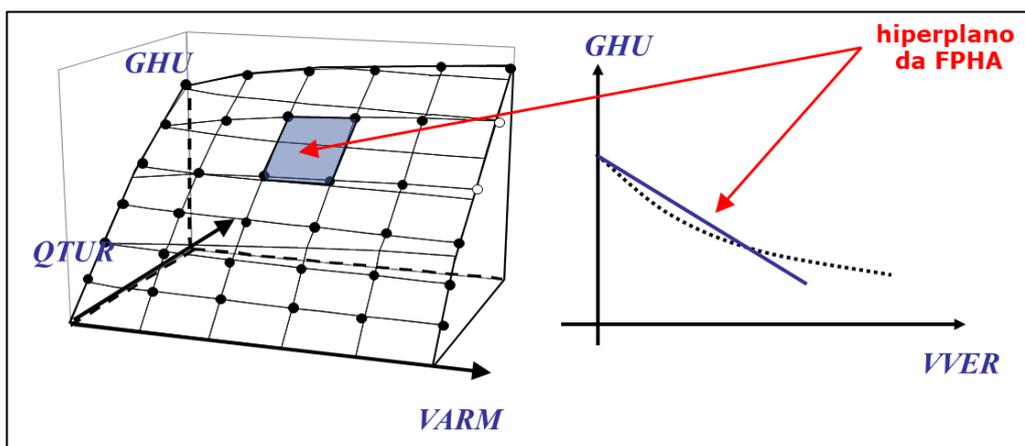


Figura 5.7 - Esquema ilustrativo de um hiperplano da FPHA.

Ressalta-se que, para usinas a fio d'água, os coeficientes $\gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,VARM}$ não se aplicam e, para as usinas onde o vertimento não influencia a cota do canal de fuga, não existem os coeficientes $\gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,VVER}$.

5.2.4 Submotorização

No modelo NEWAVE, durante os períodos individualizados, após o enchimento do volume morto e a partir do momento em que se tenha, pelo menos, uma máquina em operação, já é possível despachar a usina hidrelétrica, não sendo considerado o número de máquinas base da usina. Esta premissa foi adotada por ser a mesma considerada nos modelos DECOMP e DESSEM. Portanto, a geração hidráulica é limitada por:

$$GHU_{t,k,c} \leq p_{inst,t,k} \cdot fp_{eng,t,c} \tag{4.g}$$

5.2.5 Geração/Engolimento máximo em função da queda líquida

Quando o reservatório se encontra em níveis de armazenamento muito baixos, não há “pressão” suficiente para atingir a capacidade máxima de vazão da turbina. Neste caso, diz-se que a turbina limita a geração, devido à sua capacidade máxima de engolimento. Já em alturas de quedas muito elevadas, não existe o problema de perda de capacidade de engolimento da turbina, porém o máximo de vazão que a turbina pode engolir levaria a uma potência gerada superior à capacidade do próprio gerador. Neste outro caso, diz-se que o gerador limita a operação. Essas duas relações são ilustradas na Figura 5.8 a seguir.

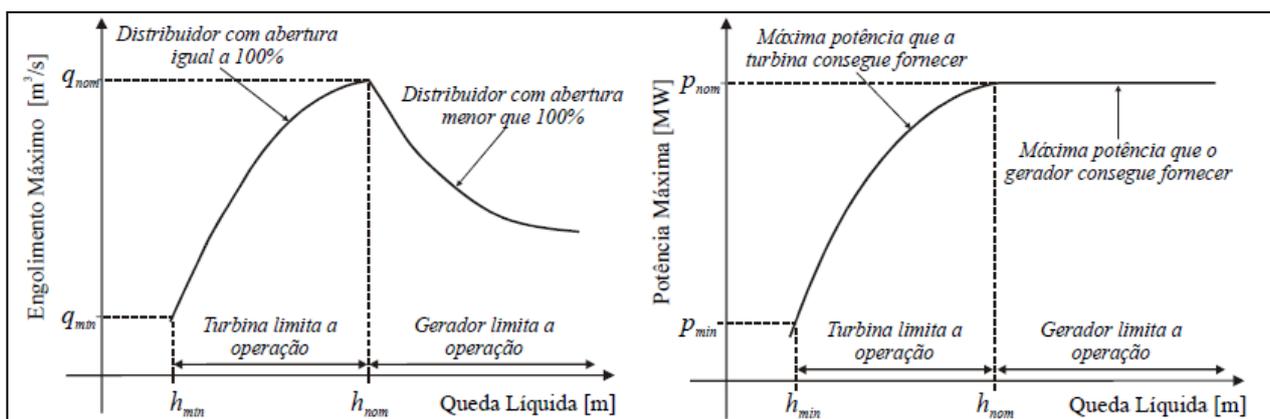


Figura 5.8 - Engolimento máximo e potência máxima de um conjunto turbina/gerador em função da altura de queda líquida.

Portanto, a capacidade máxima de geração da usina em função da queda líquida deve considerar as limitações tanto das turbinas como dos geradores. No caso da limitação pela turbina, considera-se uma função exponencial da altura líquida, cujo coeficiente depende do tipo de turbina. Já no caso da limitação do gerador, a vazão máxima consiste no valor de turbinamento associado à potência instalada máxima da usina, considerando uma altura de queda média e aplicando-se, tanto para as usinas a fio d’água quanto para as usinas com reservatório de regularização, os índices de indisponibilidade forçada (TEIF) e de indisponibilidade programada (IP). A expressão (4.d) mostra essas duas relações.

$$\begin{aligned}
 &qturmax_{t,k} \\
 &= \left\{ \begin{array}{l} \text{Min} \left(qtur_{t,k} = qef_{t,k} \left(\frac{heq_{t,k}}{hncj_{t,k}} \right)^{kturb_k}, qger_{t,k} = \frac{pinst_{t,k}}{prodt_{t,k}}, k \text{ é fio d'água} \right) \\ \text{Min} \left(qtur_{t,k} = qef_{t,k} \left(\frac{h_{65\%t,k}}{hncj_{t,k}} \right)^{kturb_k}, qger_{t,k} = \frac{pinst_{t,k}}{prodtm_{t,k}}, k \text{ é reservatório} \right) \end{array} \right\} \quad (4.d) \\
 &* (1 - teif_{t,k})(1 - ip_{t,k})
 \end{aligned}$$

Na implementação atual do NEWAVE híbrido, considera-se a altura efetiva (a 65% de armazenamento) para o cálculo do turbinamento máximo em todos os meses do ano. Entretanto, consideramos que o mais adequado, em uma versão futura do modelo, seria considerar um volume variável para cada mês do ano, que poderia ser informado pelo usuário.

5.3 Restrições Operativas

Nestas seção descrevem-se as restrições operativas das usinas hidrelétricas. Na modelagem individualizada do NEWAVE híbrido, consideram-se as mesmas restrições hidráulicas já contempladas na modelagem a REE, porém aplicadas diretamente a cada usina hidrelétrica, sem necessidade de transformação em energia.

5.3.1 Retiradas de água para outros usos

Parte da vazão afluente às usinas hidrelétricas pode ser retirada para permitir outros usos da água. No modelo NEWAVE, essa parcela é informada no arquivo com dados para outros usos da água (dsvagua.dat), onde valores positivos significam vazão adicionada e valores negativos significam vazão retirada. Portanto, na modelagem individualizada, os valores informados em m³/s, por usina, são considerados de forma direta na equação de balanço hídrico, aplicando-se somente um fator de conversão de unidades. A retirada/acréscimo de água para outros usos para cada UHE k é:

$$VRET_{t,k} + \delta_{t,k}^{+RET} - \delta_{t,k}^{-RET} = \text{const} \cdot m_{t,k}^{RET} \quad (4.k)$$

5.3.2 Enchimento de volume morto

O enchimento de volume morto é representado através de uma vazão mínima (m³/s) que deve ser armazenada, em cada período do estudo, para todas as usinas que estejam enchendo o volume morto. Estes valores são considerados diretamente na equação de balanço hídrico, aplicando-se apenas um fator de conversão de unidades. O prazo de enchimento de volume morto é um dado de entrada do modelo.

5.3.3 Restrições de vazão mínima

A vazão mínima de um aproveitamento é uma vazão defluente obrigatória, turbinada e/ou vertida, que tem por finalidade manter um nível mínimo de um rio para fins de navegação, abastecimento, irrigação, lazer, entre outros. Os valores informados em m³/s, por usina, pelo mnemônico VAZMIN e VAZMINT do arquivo "modif.dat" são considerados de forma direta em uma restrição de defluência mínima para a usina.

Uma funcionalidade que já estava disponível na modelagem por REE e foi estendida para a representação individualizada dessas restrições é a possibilidade de flexibilização da restrição de vazão

mínima obrigatória, até um valor $qmin_{flex}$ (inferior à vazão mínima total), fornecido pelo usuário, mediante determinado valor de custo c_{flex} , em \$/MWh. Ou seja, até um valor de violação igual a $qmin_{flex}$, paga-se uma penalidade igual a c_{flex} e, para violações superiores a $qmin_{flex}$, paga-se o custo unitário "full", fornecido no arquivo "penalid.dat". Observa-se que, como esses valores de penalização são fornecidos em R\$/MWh, aplica-se um fator de conversão para \$/hm³ (vide seção 5.4). Com isso, a restrição de a vazão mínima para cada UHE k é dada por:

$$\begin{aligned}
 VTUR_{t,k,c} + VVER_{t,k,c} + \delta_{t,k,1}^{QMIN} + \delta_{t,k,2}^{QMIN} &\geq m_{t,k,1}^{QMIN} \cdot f_{peng_{t,c}} \\
 0 \leq \delta_{t,k,1}^{QMIN} &\leq m_{t,k,2}^{QMIN} \cdot f_{peng_{t,c}} \\
 0 \leq \delta_{t,k,2}^{QMIN} &\leq (m_{t,k,1}^{QMIN} - m_{t,k,2}^{QMIN}) \cdot f_{peng_{t,c}} \\
 \text{Onde } m_{t,k,1}^{QMIN} &\geq m_{t,k,2}^{QMIN}
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

5.3.4 Restrições de geração hidráulica mínima

Para se criar uma restrição de geração hidráulica mínima, define-se um montante de energia mínimo para cada período de estudo, para cada patamar de carga e cada usina hidrelétrica, no arquivo de entrada de dados de geração hidráulica mínima, da mesma forma como já era fornecido para a modelagem a REEs. A geração hidráulica mínima para cada UHE k é expressa diretamente no problema de otimização, da seguinte forma:

$$GHU_{t,k,c} + \delta_{t,k,c}^{GHMINU} \geq ghminu_{t,k} \cdot f_{peng_{t,c}} \tag{4.f}$$

5.3.5 Restrições de volume mínimo operativo (VMINOP por usina)

Os montantes de violação de alguns tipos de restrições são independentes no tempo, ou seja, um recurso adicional que possibilite a redução na violação de uma restrição não afeta o montante de violação de outra restrição. Neste caso, a penalização para violação dessas restrições não causa um efeito acumulativo no tempo para a valoração do recurso necessário para o atendimento à restrição. A penalização desse tipo de restrição é mais intuitiva, e, quando possível de ser mensurada, corresponde ao custo real de se não atender à restrição.

Entretanto, algumas restrições apresentam acoplamento temporal na sua violação, ou seja, um recurso adicional que possibilita a redução na violação de uma restrição também contribui para reduzir a violação de outra restrição, em outro período. Neste caso, a penalização para violação dessas restrições causa um efeito acumulativo no tempo para a valoração do recurso necessário para o atendimento à restrição. Este efeito acumulativo só faz sentido intuitivo se de fato houver um custo, em cada período, ao se violar o estado do sistema, o que não é o caso de uma restrição de armazenamento mínimo.

Para contornar essa situação, penaliza-se esta violação apenas uma vez, com a máxima violação ocorrida ao final de determinado horizonte de tempo, conforme metodologia proposta em [91] para violação da superfície de aversão ao risco. No caso das restrições de armazenamento mínimo, pode-se violar apenas ao final do período seco (ex: novembro).

A entrada de dados para o mecanismo de aversão a risco associado ao volume mínimo operativo por usina individualizada pode ser feita pelo arquivo de alteração de características hidrelétricas, através

do mnemônico VMINP por usina. Na modelagem individualizada, essa restrição é aplicada diretamente para cada usina, limitando inferiormente o seu volume mínimo e sendo calculada por:

$$VARM_{t+1,k} + \delta_{t,k}^{VARM} \geq \text{caru}_{t,k} \quad (4.j)$$

Ressalta-se que, nesse caso específico das restrições de VMINP por usina, não está sendo considerada a penalização do máximo entre períodos consecutivos, que foi concebida na modelagem dessas restrições por REE para evitar o acúmulo de penalidades quando há violações excessivas de restrições (vide descrição na seção 5.3.6). Esta hipótese foi adotada para não aumentar demasiadamente as variáveis de estado da função de custo futuro, visto que seria uma variável adicional por usina hidrelétrica.

De qualquer forma, devido à grande extensão do horizonte de estudo do NEWAVE e à diversidade de cenários que são percorridos, consideramos que o estabelecimento de restrições por usina para o horizonte individualizado possa ser muito restritivo, e possuem potencial grande de violações. Nestas situações, nos parece mais adequado a restrição de VMINOP por REE (descrita a seguir), pois pode representar melhor o requisito de energia mínima desejada nos REEs, para enfrentar situações críticas.

5.3.6 Restrições de energia armazenada (VMINOP por REE)

A entrada de dados para o mecanismo de aversão a risco associado ao volume mínimo operativo por REE pode ser feita pelo arquivo de alteração de características hidrelétricas através do mnemônico VMINP por usina ou pelo arquivo de curva de aversão a risco (curva.dat) por REE. O valor a ser considerado como volume mínimo operativo para o REE será o mais restritivo.

Ressalta-se, portanto, que, nos períodos individualizados, além das possíveis restrições individuais de VMINOP por usina (seção 5.3.5), existem restrições adicionais acoplando todos os armazenamentos individuais das usinas, cada uma com seu fator de participação no cálculo da energia armazenada do REE, de forma a representar a restrição de VMINOP por REE. Para essas restrições, aplica-se a penalização da violação máxima, da mesma forma que o VMINOP por REE para o NEWAVE atual ou os períodos a reservatório equivalente do NEWAVE híbrido. A entrada de dados para o mecanismo de aversão a risco associado ao volume mínimo operativo pode ser feita pelo arquivo de alteração de características hidrelétricas através do mnemônico VMINP por usina ou pelo arquivo de curva de aversão a risco (curva.dat) por REE. O valor a ser considerado como volume mínimo operativo para o REE será o mais restritivo. O armazenamento mínimo operativo de cada REE i é dado por:

$$EARM_{t+1,i} + \delta_{t,i}^{EARM} \geq \text{car}_{t,i} \quad (3.i)$$

e a máxima violação desse armazenamento, até o estágio t é:

$$\begin{aligned} MX_{t,i} - \delta_{t,i}^{EARM} &\geq 0 \\ MX_{t,i} - mx_{t-1,i} &\geq 0 \end{aligned} \quad (3.j)$$

5.3.7 Restrições elétricas

Apesar de já existir a consideração da restrição elétrica nos períodos não individualizados, durante o período individualizado as restrições elétricas ainda não foram implementadas no NEWAVE. A consideração dessas restrições para a modelagem a usinas individualizadas consiste em representar diretamente a restrição no problema de otimização, da seguinte forma:

$$\sum_{k=1}^{NUSI \in ire} GHU_{t,k,c} + \delta_{t,ire,c}^{GHMAX} \leq ghmax_{t,ire} \cdot fpeng_{t,c} \quad (6)$$

5.4 Penalização para violações de restrições

Ressalta-se que, na modelagem matemática do problema, inserem-se variáveis de folga tanto para as restrições físicas como para as operativas, de forma que os subproblemas fiquem sempre matematicamente viáveis e não seja necessário interromper o processo de resolução do problema. No entanto, o custo das variáveis de folga para eventual violação das restrições físicas (se necessário) é muito maior do que o custo das variáveis de folga das restrições operativas. Caso após o processo de cálculo da política ocorram inviabilidades na simulação final, estas serão reportadas nos resultados do modelo.

As penalizações aplicadas ao não atendimento aos requisitos de outros usos da água, de vazão mínima obrigatória e geração hidráulica mínima são informados em \$/MWh e podem ser fornecidos para o SIN ou por REE. Para que possam ser aplicados nas restrições hidráulicas individualizadas é necessário realizar as devidas adequações onde foram assumidas algumas premissas como se segue.

Tabela 5.2 - Variáveis de folga inseridas no problema de otimização para violação das restrições físicas e operativas.

PENALIDADES ESPECIFICADAS PELO USUÁRIO	NEWAVE EQUIVALENTE	NEWAVE INDIVIDUALIZADO
Retirada de água	PEN^{DESV}	$PEN^{DESV} * MAIOR_PRODTACUM_SIN$
Vazão mínima	PEN_i^{EVMIN}	$PEN_i^{EVMIN} * MAIOR_PRODTACUM_SIN$
Geração hidráulica mínima	PEN^{GHMIN}	PEN^{GHMIN}
Folga da FPHA	-	$10 * MAIOR_CUSTO_DEFICIT$

Inserem-se também no problema o que chamamos de “micro-penalidades”, que visam evitar que o modelo utilize desnecessariamente determinadas variáveis, em caso de indiferença em termos de custo operativo¹⁸. A Tabela 5.3 descreve as micro penalidades consideradas no modelo NEWAVE.

¹⁸ Por exemplo, mesmo que o valor da água seja zero, é preferível que uma usina armazene água (se houver espaço disponível do reservatório) ao invés de verter. Como ambas as operações levam a um mesmo acréscimo (nulo) de custo, insere-se uma penalidade de vertimento para estimular a operação de armazenamento.

Tabela 5.3 - Valores de micro-penalidades aplicadas as variáveis de operação.

MICROPENALIDADES	NEWAVE EQUIVALENTE	NEWAVE INDIVIDUALIZADO
p^{INT} - Intercâmbio	0.0050	0.0050
p^{PFIO} - Vertimento a fio d'água	0.0055	0.0060
p^{EVERT} - Vertimento controlável	0.0060	0.0060
$p^{CORTEOL}$ - Corte de geração eólica	0.0063	0.0063
p^{EXC} - Excesso de energia	0.0065	0.0065

A relação entre essas penalidades é: $p^{INT} < p^{PFIO} < p^{EVERT} < p^{CORTEOL} < p^{EXC}$.

6 MODELAGEM DOS PERÍODOS A RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES (REES)

Esta seção descreve a modelagem dos períodos a reservatórios equivalentes no NEWAVE híbrido. Ressalta-se que a modelagem é rigorosamente a mesma já aplicada no NEWAVE atual, portanto as informações desta seção têm apenas o objetivo de esclarecer alguns aspectos específicos que possam não estar claros na documentação atual do modelo, e indicar referências adicionais para cada item.

6.1 Topologia

6.1.1 Relação entre submercados e REEs

No modelo NEWAVE, um conjunto de usinas hidrelétricas com reservatório e a fio d'água pode ser agregada em um subsistema. Por sua vez, cada subsistema representado no SIN está associado a um mercado de energia elétrica, denominado submercado. Por exemplo, o subsistema Sudeste é composto por mais de 150 usinas dispostas em diversas bacias hidrográficas, como Paraná, Atlântico Leste, Atlântico Sudeste, etc, cujo comportamento hidrológico pode se diferenciar ao longo do ano. Esta abordagem não permite diferenciar bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos distintos que pertençam a um mesmo mercado.

Com o intuito de obter uma melhor representação do sistema de geração de energia elétrica brasileiro, foi proposta em [48], [49] uma abordagem onde se mantém a representação dos submercados do SIN, porém permitindo que o mesmo mercado de energia possa contemplar diversas bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos próprios. Em outras palavras, diversos reservatórios equivalentes de energia (REEs) podem estar vinculados a um mesmo submercado/subsistema [92].

6.2 Conversão de água em energia

6.2.1 Cálculo da Energia armazenada

O objetivo de se calcular a energia armazenada é determinar a capacidade de armazenamento do reservatório equivalente de energia do sistema, para o conjunto de usinas hidrelétricas deste sistema [93] [94]. Este cálculo considera a produtibilidade acumulada das usinas. A produtibilidade das usinas é função do nível de armazenamento do reservatório, e este é dependente da regra de operação adotada, ou seja, de como serão realizados os deplecionamentos. Assim, para calcular a energia armazenada, adota-se a hipótese de que os deplecionamentos ocorrem aproximadamente em paralelo, ou seja, os armazenamentos e os deplecionamentos ocorrem de forma a manter a mesma proporção de volume útil armazenado entre os vários reservatórios. Adicionalmente, este cálculo é feito, por meio da expressão (7), desconsiderando-se novas afluições.

$$EARM = c_1 \sum_{i \in R} v_{util,i} \sum_{j \in J_i} \rho_j h_{eq,j} \quad (7)$$

onde:

c_1 : constante que depende do sistema de unidades adotado;

R: conjunto de reservatórios do sistema;

J_i : conjunto de usinas a jusante do reservatório i inclusive;

$v_{util,i}$: volume útil no reservatório i , dado por $(v_{max,i} - v_{min,i})$;

v_{max} : volume máximo do reservatório i ;

v_{min} : volume mínimo do reservatório i ;

ρ_i : rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina j ;

$h_{eq,j}$: altura equivalente do reservatório j ou altura líquida para as usinas a fio d'água;

Ressalta-se que, a entrada de novas usinas hidrelétricas na configuração do REE durante a simulação da operação altera o valor da energia armazenada. Assim, é realizada uma correção desta energia a fim de considerar as possíveis mudanças de configuração, vide seção 6.2.2.

6.2.2 Configuração dinâmica

Uma configuração hidrelétrica fica definida por um grupo de usinas hidrelétricas onde cada uma deve estar em um dos seguintes estados [95] [93]:

1. Enchendo o volume morto;
2. Reservatório entrou em operação, mas o número de máquinas instaladas é inferior ao número de máquinas de base. Ou seja, a potência instalada não é suficiente para atender a energia firme;
3. Reservatório em operação e o número de máquinas instaladas é maior ou igual ao número de máquinas de base.

No primeiro caso, o reservatório da usina hidrelétrica não está disponível para o sistema e o rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina é igual a zero. Já no segundo caso, o reservatório da usina hidrelétrica está disponível para o sistema, mas o rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina é igual a zero. Finalmente, no terceiro caso, reservatório e rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina estão totalmente disponíveis para o sistema.

Uma mudança de configuração fica definida quando uma usina hidrelétrica passa do estado 1 para o estado 2, ou do estado 2 para o estado 3.

Correção da Energia Armazenada devido a Mudança de Configuração

Os valores da energia armazenada nos reservatórios são alterados quando da entrada em operação de uma nova usina hidrelétrica. Não há alteração dos volumes armazenados, porém, como variaram as produtibilidades das usinas, há alteração na energia armazenada. Este novo valor difere do anterior por um fator descrito pela razão entre as energias armazenáveis máximas depois e antes da entrada em operação de novas usinas hidrelétricas subtraída do volume útil de cada uma das novas usinas com reservatório multiplicado pela produtividade da própria usina mais as do conjunto de usinas a jusante, antes da mudança de configuração.

Chamando-se de EA_0 a energia armazenada antes da mudança de configuração, temos:

$$EARM_0 = c_1 \sum_{i \in R} v_i \sum_{i \in J_i} \rho_j h_{eq,j} \quad (8)$$

$$v_i = \lambda(v_{max} - v_{min}) \quad (9)$$

onde:

v_i : volume armazenado no reservatório i quando da mudança de configuração;

λ : fator de proporcionalidade entre os reservatórios, admitindo-se a operação em paralelo.

Rearrmando a expressão (7), encontra-se a seguinte relação

$$EARM_0 = \lambda EARM_{max} \quad (10)$$

$$EARM_{max} = c_1 \sum_{i \in R} (v_{max} - v_{min}) \sum_{j \in J_i} \rho_j h_{eq,j} \quad (11)$$

sendo $EARM_{max}$ a energia armazenada máxima no reservatório equivalente.

Com a entrada em operação de novas usinas surge uma alteração na energia armazenada que passa a valer:

$$EARM_1 = c_1 \sum_{i \in R} v_i \sum_{j \in K_i} \rho_j h_{eq,j} \quad (12)$$

onde:

K_i : conjunto de usinas a jusante do reservatório i inclusive, considerando a entrada das novas usinas na configuração.

Substituindo as expressões (10) e (11) em (12) obtém-se:

$$EARM_1 = EARM_0 \left[\frac{EARM_{max1}}{EARM_{max}} - \frac{c_1}{EARM_{max}} \sum_{i \in (S-R)} (v_{max} - v_{min}) \sum_{j \in K_i} \rho_j h_{eq,j} \right] \quad (13)$$

onde $EARM_{max1}$ é a energia armazenável máxima considerando as novas usinas na configuração. A expressão acima pode ser reescrita da seguinte forma:

$$EARM_1 = FDIN_1 EARM_0 \quad (14)$$

onde $FDIN_1$ é o fator de correção da energia armazenada, e é utilizado no cálculo do novo valor de energia armazenada após uma mudança de configuração.

Generalizando, a energia armazenada para a configuração k é dada por:

$$EARM_k = FDIN_k EARM_{k-1} \quad (15)$$

6.2.3 Cálculo da Energia afluenta

A série histórica de energias afluentes consiste no somatório da série histórica de energias afluentes controláveis e da série histórica de energia bruta afluenta a fio d'água [93], [94].

Energia Afluente Controlável

A energia afluente controlável corresponde à vazão natural afluente aos reservatórios, valorizada pela produtibilidade destas usinas com reservatório e pelas produtibilidades das usinas a fio d'água a jusante destes, até o próximo reservatório de jusante, exclusive.

Para um estágio t , a energia controlável é dada por:

$$EC_t = c_2 \sum_{i \in R} \left[Q_{i,t} \left(\sum_{j \in J_i} \rho_j H e q_j \right) \right] \quad (16)$$

onde:

EC_t : energia afluente controlável, no estágio t ;

c_2 : coeficiente que depende do sistema de unidades adotado;

J_i : conjunto de usinas a fio d'água a jusante do reservatório i , inclusive, até o próximo reservatório exclusive;

$Q_{i,t}$ - vazão afluente ao reservatório i , no estágio t .

Vale destacar que, embora seja considerada a altura equivalente dos reservatórios no cálculo da energia afluente controlável, ao longo da simulação da operação, é realizada uma correção nesta energia a fim de levar em conta as alterações nos níveis de armazenamento das usinas hidrelétricas, vide seção 6.2.4.

Energia Afluente a Fio d'Água

A energia afluente a fio d'água consiste na energia produzida pelas vazões incrementais afluentes às usinas fio d'água, não passíveis de armazenamento neste tipo de usina. A vazão incremental afluente a uma usina a fio d'água corresponde à vazão natural afluente à esta usina, descontando-se a vazão natural afluente aos reservatórios imediatamente a montante. Se a vazão incremental exceder a máxima capacidade de turbinamento, ou engolimento máximo, da usina, este excesso não é computado.

A energia a fio d'água, no estágio t , é dada por:

$$EFIO_t = c_2 \sum_{i \in F} \left\{ \min \left[\left(q_{max_i} - \sum_{m \in M_i} q_{min_{m,t}} \right), \left(q_{i,t} - \sum_{m \in M_i} q_{m,t} \right) \right] \right\} \rho_i h_i \quad (17)$$

onde:

$EFIO_t$: energia afluente fio d'água ao sistema, no estágio t ;

F : conjunto de usinas a fio d'água pertencentes ao sistema;

q_{max_i} : engolimento máximo da usina a fio d'água i , dado por $q_{max_i} = c_3 \frac{P_i}{\rho_i h_i}$;

M_i : conjunto de primeiras usinas com reservatório, a montante da usina a fio d'água i ;

$q_{min,m,t}$: defluência mínima obrigatória do reservatório m , no estágio t ;

$q_{m,t}$: vazão natural afluente à usina m , no estágio t ;

h_i : altura de queda da usina a fio d'água i ;

c_3 : coeficiente que depende do sistema de unidades adotado;

P_i : potência instalada na usina i .

Para o cálculo da série histórica de energias afluentes, utiliza-se a série de energia bruta afluente a fio d'água. Para um estágio t , desconsiderando-se as perdas por engolimento máximo, a energia bruta afluente a fio d'água ($EFIOB_t$) é dada por:

$$EFIOB_t = c_2 \sum_{i \in F} \left(q_{i,t} - \sum_{m \in M_i} q_{m,t} \right) \rho_i h_i \quad (18)$$

Separação das Séries Geradas de Energias Afluentes Controlável e Fio d'água

A série gerada de energias afluentes corresponde à energia afluente total, ou seja, a energia afluente controlável mais energia bruta afluente a fio d'água. Para se calcular a energia afluente controlável, a partir da série gerada de energias afluente, faz-se o cálculo da parcela da energia afluente que corresponde à energia afluente controlável, para a série histórica. Deste modo, calcula-se a participação média em relação à série histórica. Isto é feito relacionando-se, para as séries históricas, as energias afluentes totais e as energias afluentes controláveis.

Separação das Perdas da Energia Afluente a Fio d'Água, devido à Limitação do Engolimento Máximo

A série gerada de energia afluente corresponde à soma da energia afluente total e da energia bruta afluente a fio d'água, ou seja, sem considerar as limitações do engolimento máximo das usinas a fio d'água. Consequentemente, é necessário separar as perdas decorrentes desta limitação para calcular a energia a fio d'água efetiva [93], [94].

As perdas devidas à limitação do engolimento máximo são estimadas a partir de uma parábola que relaciona a diferença entre a energia bruta afluente a fio d'água e a energia afluente a fio d'água, considerando a limitação do engolimento máximo, com a própria energia bruta afluente a fio d'água. Deste modo, ajusta-se uma parábola do segundo grau aos pontos que relacionam as perdas e a energia bruta afluente a fio d'água.

6.2.4 Parábolas de correção

As grandezas que dependem do nível de armazenamento nos reservatórios são calculadas considerando que eles estejam a uma altura equivalente. Durante a simulação da operação dos reservatórios, há uma evolução dos níveis de armazenamento, por isso é necessária que haja uma correção nos valores destas grandezas. Esta correção é feita por meio de parábolas que relacionam um o fator de correção com a energia armazenada, e são ajustadas para três níveis de armazenam: mínimo, médio e máximo, conforme ilustrado na Figura 6.1 [93], [94].

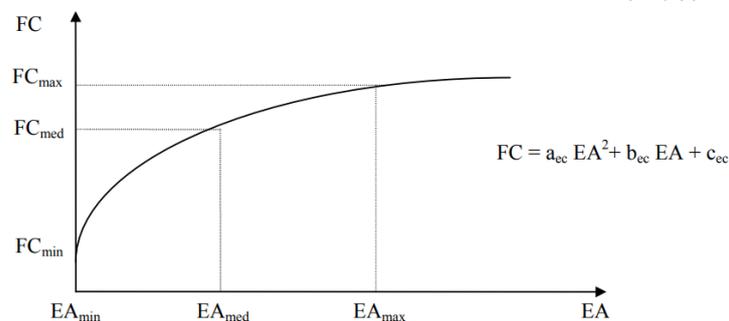


Figura 1.1 – Parábola do Fator de Correção

Para a energia afluente controlável apresentada na seção 6.2.3, por exemplo, a correção é dada pela expressão (19).

$$EC'_t = FC(EARM_t)EC_t \tag{19}$$

onde:

EC'_t : energia controlável afluente corrigida, para o estágio t;

EC_t : energia controlável afluente, para o estágio t, calculada para a altura equivalente;

$FC(EARM_t)$: fator de correção da energia controlável afluente para o estágio t, função da energia armazenada no mesmo estágio t;

a_{ec} , b_{ec} , c_{ec} : coeficientes da parábola de correção da energia controlável afluente, para o estágio t.

O fator de correção mensal da energia controlável afluente, a exemplo da energia armazenada, é função da configuração de usinas. A cada mudança de configuração, são calculados novos fatores de correção.

6.2.5 Acoplamento hidráulico entre REEs

A representação das usinas hidrelétricas agrupadas em reservatórios equivalentes de energia (REEs) permite que haja vínculo hidráulico, ou seja, a ocorrência de mais de um REE com usinas em uma mesma cascata. Neste caso, a operação de um determinado REE depende da operação de REEs localizados a montante [93], [94]. Explicações adicionais sobre o acoplamento hidráulico podem ser encontradas em [36], [96], [37].

Para explicar o cálculo da energia armazenada em REEs com acoplamento hidráulico, considere o sistema hipotético Y cuja topologia é descrita na Figura 6.2.

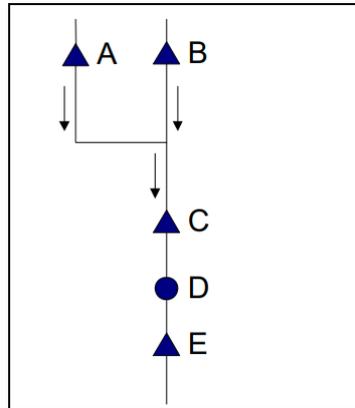


Figura 6.1 - Topologia do sistema hipotético Y

Analisando a topologia fornecida, a energia armazenada (EA_Y) do sistema Y é dada pela expressão (20).

$$EARM_Y = c_1 \{ V_A(\rho_A H_A + \rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E) + V_B(\rho_B H_B + \rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E) + V_C(\rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E) + V_E \rho_E H_E \} \quad (20)$$

onde H_R é a altura equivalente da usina, com reservatório, R e h_F é a altura de queda da usina a fio d'água F.

Suponha que o sistema Y seja dividido em dois sistemas, Y_1 e Y_2 , e que a fronteira entre estes dois sistemas esteja localizada entre as usinas C e D, de tal modo que as usinas A, B e C compõem o sistema Y_1 e as usinas D e E compõem o sistema Y_2 . Assim, os dois sistemas resultantes da divisão do primeiro estão acoplados hidráulicamente. Analisando a expressão fornecida anteriormente, pode-se separar a energia armazenada de Y, calculando a energia armazenada para os dois novos sistemas

$$EARM_{Y_1} = c_1 \{ V_A(\rho_A H_A + \rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E) + V_B(\rho_B H_B + \rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E) + V_C(\rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E) \} \quad (21)$$

$$EARM_{Y_2} = c_1 V_E \rho_E H_E \quad (22)$$

Contudo parte da energia armazenada no sistema Y_1 será gerada em Y_2 (referente às usinas D e E) ou, de outra forma, uma parte da energia estocada no primeiro "pertence" ao segundo. Portanto, quando Y_1 desestocar uma certa quantidade de energia, uma parcela corresponderá à geração no próprio Y_1 , uma segunda parcela será gerada na usina a fio d'água D de Y_2 e uma terceira parcela será controlada pela usina com reservatório E, de Y_2 . As parcelas citadas, considerando o exemplo em estudo, são calculadas a partir das expressões (23), (24) e (25), respectivamente:

a) parcela da energia armazenada em Y_1 correspondente à geração própria de Y_1 :

$$c_1 \{ V_A(\rho_A H_A + \rho_C H_C) + V_B(\rho_B H_B + \rho_C H_C) + V_C(\rho_C H_C) \} \quad (23)$$

b) parcela da energia armazenada em Y_1 gerada na usina a fio d'água a Y_2 :

$$c_1 \{ V_A(\rho_D h_D) + V_B(\rho_D h_D) + V_C(\rho_D h_D) \} \quad (24)$$

c) parcela da energia armazenada em Y_1 afluente controlável a Y_2 :

$$c_1 \{ V_A(\rho_E H_E) + V_B(\rho_E H_E) + V_C(\rho_E H_E) \} \quad (25)$$

Estas considerações podem ser estendidas para as demais grandezas do modelo a reservatórios equivalentes.

6.3 Restrições físicas

As expressões matemáticas associadas às restrições mencionadas nesta seção são apresentadas, na seção 8, com a formulação completa do problema de planejamento da operação resolvido pelo NEWAVE.

6.3.1 Balanço hídrico controlável

Esta restrição é utilizada para realizar o balanço de toda a água que entra e sai dos reservatórios das usinas hidrelétricas. No caso da representação à reservatórios equivalentes de energia, o balanço é realizado em termos de energia, para cada patamar de carga, representando a conservação da energia nos reservatórios equivalentes: a energia armazenada em um REE no final do estágio t (início do estágio $t+1$) é igual a energia armazenada no início do estágio, mais a energia controlável afluente, menos a energia defluente do reservatório (gerada e vertida) [93], [94] [97]. Portanto, o balanço hídrico controlável para cada REE i é calculado por:

$$EARM_{t+1,i} = fdin_{t,i} \cdot earm_{t,i} + fc_{t,i}(earm_{t,i}) \cdot \gamma_{t,i} \cdot ENA_{t,i} - \sum_{c=1}^{NPMC} GHC_{t,i,c} - EVERT_{t,i} - DSVc_{t,i} - evap_{t,i}(earm_{t,i}) - EVM_{t,i} \quad (3.c)$$

6.3.2 Balanço hídrico a fio d'água

Esta restrição está associada ao cálculo da energia gerada nas usinas hidrelétricas a fio d'água, em que esta grandeza mais as perdas por engolimento máximo deve ser igual à soma da energia afluente a fio d'água da usina, da geração controlável e do vertimento referentes às usinas com reservatório a montante dela, descontados os desvios. Portanto, o balanço hídrico a fio d'água para cada REE i é calculado por:

$$GFIO_{t,i} + PFIO_{t,i} = (1 - \gamma_{t,i}) \cdot ENA_{t,i} - DSVF_{t,i} \quad (3.d)$$

6.3.3 Perdas em usinas a fio d'água (MARS)

As perdas em usina a fio d'água são decorrentes da limitação no seu engolimento máximo. Elas são estimadas a partir da diferença entre a energia fio d'água bruta e a energia fio d'água líquida, para as séries históricas de aflúncias, e é representada por uma função linear por partes [44], [98] obtida pelo método *Multivariate Adaptive Regression Splines* – MARS [99]. Como a representação das perdas a fio d'água é feita através de uma função linear por partes, pode-se representar essas perdas diretamente no problema de otimização através de:

$$PFIO_{t,i} \geq a_{t,i,r}^{PFIO} \cdot \left((1 - \gamma_{t,i}) \cdot ENA_{t,i} - DSVF_{t,i} \right)_{t,i} + b_{t,i,r}^{PFIO} \quad (3.g)$$

$$PFIO_{t,i} \geq 0, r = 1, 2 \text{ e } 3$$

6.3.4 Geração de energia

6.3.4.1 Geração máxima para a geração nos REEs

A restrição de geração hidráulica máxima representa o limite da energia total (controlável mais fio d'água) gerada por um REE. A geração hidráulica máxima (GHMAX), independe da série hidrológica

considerada, porém, depende do nível de armazenamento nos reservatórios, deve levar em conta que durante a simulação da operação estes níveis se modificam, e consequentemente, implicarão em mudanças no valor da disponibilidade de geração hidráulica do sistema [93], [94].

Assim, no início do estudo, calcula-se o valor de GHMAX em função da altura equivalente do reservatório, e, durante a simulação da operação, este valor é corrigido a fim de considerar o deplecionamento nos reservatórios. Para tanto, ajusta-se uma parábola de segundo grau semelhante àquela descrita na seção 6.2.4. Portanto, a restrição de geração hidráulica máxima para cada REE i é:

$$GHC_{t,i,c} + GFIO_{L_{t,i}} \cdot fpeng_{t,c} \leq ghmax_{t,i}(earm_{t,i}) \cdot fpeng_{t,c} \quad (3.f)$$

6.3.4.2 Submotorização

A energia das usinas submotorizadas, corresponde a energia disponível em cada uma das novas usinas de reservatório, durante o período de motorização e até que seja instalada sua potência base. Deve ser fornecida como um recurso externo à configuração e este valor corresponde a 90% da capacidade até então instalada. Isto é feito porque a inclusão da nova usina na configuração acarretaria um erro no cálculo da energia armazenada, uma vez que os volumes armazenados nos reservatórios a montante passariam a ser valorizados nesta usina. Como sempre haverá aflúncias suficientes à operação a plena carga, não há maiores inconvenientes no tratamento em separado descrito acima [93], [100] [101].

Se o reservatório deve ser operado para regularizar usinas à jusante, a usina de reservatório submotorizada deve ser incluída na configuração com rendimento igual a zero.

A submotorização é considerada na equação atendimento da demanda, conforme mostrado abaixo.

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^{NREE_m} (perdc_{t,i,c} \cdot GHC_{t,i,c} + perdf_{t,i,c} \cdot fpeng_{t,c} \cdot GFIO_{L_{t,i}}) + \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} perdt_{t,iclt,c} \cdot GT_{t,iclt,c} \\ & + \sum_{\substack{ieol=1 \\ NSBM}}^{NEOL_m} GEOL_{t,ieol,c} + \sum_{idef=1}^{NPDF} DEF_{t,m,idef,c} \\ & + \sum_{j=1, j \neq m} [perdi_{t,j,m,c} \cdot INT_{t,j,m,c} - perdt_{t,m,j,c} \cdot INT_{t,m,j,c}] - EXC_{t,m,c} \\ & = \left[pcarga_{t,m,c} \cdot (merc_{t,m} + cadic_{t,m}) \right. \\ & \left. - \left(submot_{t,m} + pqusi_{t,m} + \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} gmin_{t,m,iclt} \right) \right] \cdot fpeng_{t,c} \\ & - \sum_{l=1}^{LAGMAX} sgt_{t,m,c,l} \end{aligned} \quad (3.b)$$

6.3.5 Evaporação

Nas usinas com reservatório, há evaporação decorrente da exposição da superfície do lago à insolação. Esta evaporação é representada pela energia evaporada, calculada pelo produto dos coeficientes de evaporação médios mensais, pela área da superfície do lago (função da energia armazenada) e pela produtividade acumulada nos reservatórios, das usinas a jusante deste, inclusive [93], [94].

A energia evaporada é função dos armazenamentos dos reservatórios. Como o valor da energia evaporada é calculado previamente à sua utilização, considerando uma altura de queda equivalente, torna-se necessário, ao longo da simulação da operação, realizar uma correção neste valor com o objetivo de levar em conta o deplecionamento dos reservatórios. Isto é feito de maneira semelhante ao descrito na seção 6.2.4, ou seja, ajustam-se parábolas do segundo grau a partir de três pares de valores de energia armazenada e energia evaporada, referentes às alturas mínima, média e máxima.

A energia evaporada é função da configuração de usinas. A cada mudança de configuração, são calculadas novas parábolas de energia evaporada. Ela é considerada na equação de balanço hídrico controlável, conforme mostrado abaixo.

$$EARM_{t+1,i} = fdin_{t,i} \cdot earm_{t,i} + fc_{t,i}(earm_{t,i}) \cdot \gamma_{t,i} \cdot ENA_{t,i} - \sum_{c=1}^{NPMC} GHC_{t,i,c} - EVERT_{t,i} - DSVC_{t,i} - evap_{t,i}(earm_{t,i}) - EVM_{t,i} \quad (3.c)$$

6.4 Restrições operativas hidráulicas

As expressões matemáticas associadas às restrições mencionadas nesta seção são apresentadas, na seção 8, com a formulação completa do problema de planejamento da operação resolvido pelo NEWAVE.

6.4.1 Vazão mínima

A vazão mínima de um aproveitamento é uma vazão defluente obrigatória, turbinada ou vertida, que tem por finalidade manter um nível mínimo de um rio para fins de navegação, abastecimento, controle de poluição, irrigação e lazer, entre outros. Na representação a reservatórios equivalentes de energia, calcula-se uma energia de vazão mínima correspondente a essa defluência obrigatória que é considerada no problema de despacho hidrotérmico como uma geração hidráulica obrigatória [93], [94] [102] [103].

A energia de vazão mínima independe da série hidrológica considerada, dependendo tão somente da configuração do sistema. Seu valor máximo é calculado multiplicando-se a defluência mínima obrigatória de cada usina com reservatório pela soma da produtibilidade associada à altura queda equivalente, e as de todas as usinas fio d'água existentes entre o reservatório e o próximo reservatório a jusante. Como a energia de vazão mínima é calculada em função da altura equivalente do reservatório, durante a simulação da operação, este valor é corrigido a fim de considerar o deplecionamento nos reservatórios. Para tanto, ajusta-se uma parábola de segundo grau semelhante àquela descrita na seção 18.3.4, a partir de três pontos: valores máximos, médios e mínimos da energia de vazão mínima associado, respectivamente, às alturas correspondentes aos armazenamentos máximo, de metade do volume útil e ao nível mínimo operativo. Por meio desta parábola, calcula-se a meta de energia de vazão mínima em função da energia armazenada no mês. A violação dos requisitos de atendimento à vazão mínima obrigatória é penalizada na função de custo futuro do problema. A restrição de vazão mínima para cada REE i é:

$$\sum_{c=1}^{NPMC} GHC_{t,i,c} + EVERT_{t,i} + \delta_{t,i,1}^{EVMIN} + \delta_{t,i,2}^{EVMIN} \geq \phi \cdot m_{t,i,1}^{EVMIN}(earm_{t,i}) + (1 - \phi) \cdot m_{t,i,1}^{EVMIN}(earm_{t,i}) \quad (3.1)$$

$$0 \leq \delta_{t,i,1}^{EVMIN} \leq (1 - \phi) \cdot m_{t,i,2}^{EVMIN}(earm_{t,i})$$

$$\delta_{t,i,2}^{EVMIN} \geq 0$$

6.4.2 Volume mínimo operativo (VMINOP)

As restrições de volume mínimo operativo podem ser consideradas em todos os meses do horizonte de estudo, e as metas associadas a esses volumes podem variar mês-a-mês. Para representá-las faz-se necessária a aplicação de penalização no período/cenário onde não seja possível atendê-las devido ao estado do sistema no início desse período. Os custos de penalização são transmitidos aos períodos passados pela função de custo futuro, através dos multiplicadores dessas restrições. Com base nessa penalização, a política de operação dos períodos passados é ajustada ao longo das iterações da PDDE para que a restrição seja atendida, caso seja possível, nos períodos seguintes.

Entretanto, restrições de volume mínimo operativo apresentam acoplamento temporal com relação às suas violações, ou seja, um recurso adicional que possibilita a redução da violação de uma restrição em um dado período também contribui para reduzir a violação da restrição nos períodos seguintes. Neste caso, a penalização causa um efeito acumulativo no tempo que é transferido, por exemplo, para o custo marginal de operação. Para suplantarmos o efeito negativo da valorização acumulada da violação ao atendimento desta restrição, pode-se utilizar nas simulações da operação, a opção de valorizar a violação apenas uma vez e pelo seu valor máximo, seja diretamente na função objetivo (último período do horizonte de penalização) ou pelo multiplicador na função de custo futuro. O armazenamento mínimo operativo de cada REE i é dado por:

$$EARM_{t+1,i} + \delta_{t,i}^{EARM} \geq car_{t,i} \quad (3.i)$$

e a máxima violação desse armazenamento, até o estágio t é:

$$MX_{t,i} - \delta_{t,i}^{EARM} \geq 0 \quad (3.j)$$

$$MX_{t,i} - mx_{t-1,i} \geq 0$$

A estratégia de penalização da máxima violação é descrita em [104].

6.5 Restrições elétricas

Além das restrições referentes aos troncos de interligação, em algumas situações se faz necessário considerar outras restrições associadas à transmissão, como por exemplo, a restrição temporária de escoamento de energia devido ao atraso no cronograma de expansão de linhas de transmissão [92], [105].

No NEWAVE, existe a uma representação de restrição elétrica que pode envolver todas as usinas pertencentes a um REE ou apenas uma parte destas usinas. É importante ressaltar que as usinas associadas a uma restrição elétrica devem pertencer ao mesmo REE e que uma usina hidrelétrica só pode estar vinculada a uma restrição elétrica. Adicionalmente, podem fazer parte do conjunto de usinas associadas a uma restrição elétrica usinas motorizadas e/ou submotorizadas, sendo que a prioridade no atendimento à restrição elétrica é dada para as usinas submotorizadas.

Ao se utilizar restrições elétricas, a única alteração no problema de otimização resolvido pelo NEWAVE ocorre no limite da restrição de geração hidráulica máxima que passa a ser escrita como:

$$GHC_{t,i,c} + GFIO_{L_{t,i}} \cdot fpeng_{t,c} \leq capmax_{t,i}(earm_{t,i}) \cdot fpeng_{t,c} \quad (26)$$

onde $capmax_{t,i}$ é a capacidade máxima de geração hidrelétrica.

7 ACOPLAMENTO ENTRE OS HORIZONTES INDIVIDUALIZADO E COM REE

Como já informado anteriormente, a modelagem híbrida descrita neste relatório permite que o modelo NEWAVE represente as usinas hidrelétricas individualmente, no todo ou em parte do seu horizonte de planejamento, podendo o usuário escolher a partir de qual estágio a configuração hidrelétrica passará a ser representada de maneira equivalente, através da metodologia de reservatórios equivalentes de energia (REEs). Nos períodos que antecedem o início do horizonte equivalente especificado pelo usuário, toda a configuração hidrelétrica é vista de maneira individual conforme descrito na seção 5 e formulado matematicamente na seção 8.

É importante observar que o estágio (período de tempo) individual que antecede imediatamente o horizonte equivalente tem uma característica que o diferencia dos demais estágios desse horizonte individualizado, o que nos faz chamá-lo de “estágio de transição”. A diferenciação desse estágio se deve ao fato de que, embora as decisões operativas hidráulicas sejam tomadas por usina, como ocorre nos demais estágios individuais, o impacto dessas decisões no futuro não se dá de forma individualizada como nos demais estágios individualizados, mas sim de maneira agregada, através dos armazenamentos e afluências dos REEs formados por essas usinas. Por essa razão, o estágio de transição tem as mesmas características do último estágio do modelo DECOMP, onde há o acoplamento com os impactos de suas decisões no futuro através das funções de custo futuro fornecidas, por REE, pelo modelo NEWAVE.

Para o acoplamento com a função de custo futuro equivalente, são necessárias:

- as energias armazenadas médias no estágio de transição, que conforme a equação (4.m), são calculadas levando-se em consideração, para cada reservatório, os volumes de água estocados e a soma das produtividades de todas as usinas por onde a água deverá passar antes de atingir o oceano, calculadas segundo a altura equivalente de cada usina;
- as energias afluentes, em cada REE, verificadas nos p meses que antecedem o início do horizonte equivalente, onde p é a ordem do modelo autorregressivo adotado para as séries de afluências do REE em caso de PAR(p) ou 12 afluências passadas em casos de PAR(p)-A, que conforme equação (4.n) são calculadas levando-se em consideração, para cada usina, sua afluência incremental e a soma acumulada de produtividades semelhante à utilizada no cálculo da energia armazenada, porém neste caso a altura utilizada para o cálculo é a correspondente a 65% do volume útil das usinas.

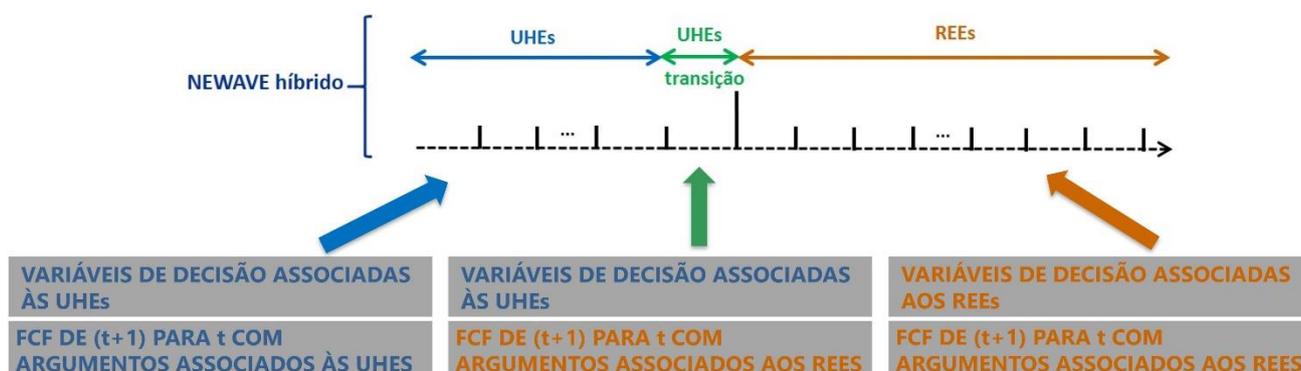


Figura 7.1 - Esquema representativo das variáveis de decisão e de estado da função de custo futuro, para cada um dos tipos de estágio (individual, equivalente ou de transição) do horizonte do NEWAVE individualizado.

8 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA COMPLETA

Nas seções anteriores apresentamos tanto a formulação compacta do problema de planejamento da operação de médio/longo, em cada estágio t e cenário *forward* s , e cenário *backward* ω (seção 2.3) como também as descrições das restrições separadamente nas seções 5 e 6. Nesta seção, apresentam-se detalhadamente os subproblemas completos resolvidos durante o algoritmo da PDDE no horizonte individualizado e no equivalente.

$$z_t = \min \sum_{m=1}^{NSBM} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} \left(\sum_{l=1}^{LAGMX} \sum_{icl=1|LAG_{ict}=0}^{NCLT_m} CTERM_{t,icl} \cdot GT_{t,icl,c} \right) + \sum_{icl=1|LAG_{ict}=1}^{NCLT_m} \left(\frac{1}{1+\beta} \right)^l \cdot CTERM_{t+l,icl} \cdot GT_{t+l,icl,c} \right) + \sum_{NPFD} \sum_{idef=1} CDEF_{t,m,idef} \cdot DEF_{t,m,idef,c} + p^{EXC} \cdot EXC_{t,m,c} + \sum_{c=1}^{NPMC} \sum_{mo=1}^{NNSBM} \sum_{md=1}^{NNSBM} PEN^{intmin} \cdot \delta_{t,mo,md,c}^{INTMIN} + \sum_{j=1, j \neq m}^{NNSBM} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} p^{INT} \cdot INT_{t,j,m,c} \right) + \sum_{i=1}^{NREE} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} PEN^{GHMIN} \cdot \delta_{t,i,c}^{GHMIN} + PEN^{EARM} \cdot \delta_{t,i}^{EARM} + PEN^{DESV} \cdot (\delta_{t,i}^{DSVC} + \delta_{t,i}^{DSVF}) + PEN_1^{EVMIN} \cdot \delta_{i,1}^{EVMIN} + PEN_2^{EVMIN} \cdot \delta_{i,2}^{EVMIN} + p^{PFIO} \cdot PFIO_{t,i} + p^{EVERT} \cdot EVERT_{t,j} \right) + \sum_{ieol=1}^{NEOL} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} p^{CORTEOL} \cdot CORTEOL_{t,ieol,c} \right) + \frac{1}{1+\beta} \cdot \alpha_{t+1} \quad (3.a)[Função objetivo]$$

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^{NREE_m} (perdc_{t,i,c} \cdot GHC_{t,i,c} + perdf_{t,i,c} \cdot fpeng_{t,c} \cdot GFIOl_{t,i}) + \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} perdt_{t,iclt,c} \cdot GT_{t,iclt,c} \\ & + \sum_{\substack{ieol=1 \\ NSBM}}^{NEOL_m} GEOL_{t,ieol,c} + \sum_{idef=1}^{NPDF} DEF_{t,m,idef,c} \\ & + \sum_{j=1, j \neq m} [perdi_{t,j,m,c} \cdot INT_{t,j,m,c} - perdi_{t,m,j,c} \cdot INT_{t,m,j,c}] - EXC_{t,m,c} \\ & = \left[pcarga_{t,m,c} \cdot (merc_{t,m} + cadic_{t,m}) \right. \\ & \quad \left. - \left(submot_{t,m} + pqusi_{t,m} + \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} gtmin_{t,m,iclt} \right) \right] \cdot fpeng_{t,c} \\ & - \sum_{l=1}^{LAGMAX} sgt_{t,m,c,l} \end{aligned}$$

(3.b) [Equação de atendimento à demanda para cada patamar de carga c em cada submercado m]

$$\begin{aligned} EARM_{t+1,i} = & fdin_{t,i} \cdot earm_{t,i} + fc_{t,i}(earm_{t,i}) \cdot \gamma_{t,i} \cdot ENA_{t,i} - \sum_{c=1}^{NPMC} GHC_{t,i,c} - EVERT_{t,i} \\ & - DSVC_{t,i} - evap_{t,i}(earm_{t,i}) - EVM_{t,i} \end{aligned}$$

(3.c) [Equação de balanço hídrico controlável para cada REE i]

$$GFIOl_{t,i} + PFIO_{t,i} = (1 - \gamma_{t,i}) \cdot ENA_{t,i} - DSVF_{t,i}$$

(3.d) [Equação de balanço hídrico a fio d'água para cada REE i]

$$GHC_{t,i,c} + GFIOl_{t,i} \cdot fpeng_{t,c} + \delta_{t,j,c}^{GHMIN} \geq ghmin_{t,i} \cdot fpeng_{t,c}$$

(3.e) [Geração hidráulica mínima para cada REE i e patamar de carga c]

$$GHC_{t,i,c} + GFIOl_{t,i} \cdot fpeng_{t,c} \leq ghmax_{t,i}(earm_{t,i}) \cdot fpeng_{t,c}$$

(3.f) [Geração hidráulica máxima para cada REE i e patamar de carga c]

$$PFIO_{t,i} \geq a_{t,i,r}^{PFIO} \cdot \left((1 - \gamma_{t,i}) \cdot ENA_{t,i} - DSVF_{t,i} \right)_{t,i} + b_{t,i,r}^{PFIO}$$

(3.g) [Perdas a fio d'água para cada REE i]

$$PFIO_{t,i} \geq 0, r = 1, 2 \text{ e } 3$$

$$EARM_{t+1,i} \leq earmxve_{t,i}$$

(3.h) [Limites máximos de armazenamento de cada REE i]

$$EARM_{t+1,i} + \delta_{t,i}^{EARM} \geq car_{t,i}$$

(3.i)
[Armazenamento mínimo operativo de cada REE i]

$$MX_{t,i} - \delta_{t,i}^{EARM} \geq 0$$

(3.j) [Máxima violação do armazenamento mínimo operativo até o estágio t de cada REE i]

$$MX_{t,i} - mx_{t-1,i} \geq 0$$

$$DSVC_{t,i} + \delta_{t,i}^{DSVC} = m_{t,i}^{DSVC}$$

(3.k)
[Retirada/Acréscimo de água para outros usos para cada REE i]

$$DSVF_{t,i} + \delta_{t,i}^{DSVF} = m_{t,i}^{DSVF}$$

$$\sum_{c=1}^{NPMC} GHC_{t,i,c} + EVERT_{t,i} + \delta_{t,i,1}^{EVMIN} + \delta_{t,i,2}^{EVMIN} \geq \phi \cdot m_{t,i,1}^{EVMIN}(earm_{t,i}) + (1 - \phi) \cdot m_{t,i,1}^{EVMIN}(earm_{t,i})$$

$$0 \leq \delta_{t,i,1}^{EVMIN} \leq (1 - \phi) \cdot m_{t,i,2}^{EVMIN}(earm_{t,i})$$

$$\delta_{t,i,2}^{EVMIN} \geq 0$$

(3.l)
[Deplecionamento mínimo para cada REE i]

$$0 \leq GT_{t,c,j} \leq \overline{gt}_{t,j} \cdot fpeng_{t,c}$$

(3.m) [Limite máximo de geração de cada usina térmica j e patamar de carga c]

$$\sum_{j=1, j \neq i}^{NSBM} [INT_{t,j,i,c} - INT_{t,i,j,c}] = 0$$

(3.n) [Fluxo nas interligações do subsistema i que não tem carga e nem usinas]

$$INT_{t,i,j,c} + \delta_{t,i,j,c}^{INTMIN} \geq intmin_{t,i,j,c}$$

(3.o) [Limites mínimo e máximo de intercâmbio entre os subsistemas i e j no patamar de carga c]

$$INT_{t,i,j,c} \leq \overline{int}_{t,i,j,c}$$

$$\sum_{p=1}^{NINT_a} k_{a,p} \cdot INT_{t,i_p,j_p,c} \leq \text{limagp}_{a,c}$$

(3.p) [Agrupamento de intercâmbio em cada patamar de carga c]

$$SGT_{t+1,m,c,l} - \sum_{i_{clt}=1}^{NCLT_m} \text{perdt}_{t,i_{clt},c} \cdot GT_{t+1,i_{clt},c} = 0$$

(3.q) [Somatório da geração térmica antecipada com lag l / do subsistema m em cada patamar de carga c]

$$GEOL_{t,ieol,c} + CORTEOL_{t,ieol,c} = peol_{t,ieol,c} \cdot (a_{t,ieol,i}^{FTE} \text{VENTO}_{t,ieol} + b_{t,ieol,i}^{FTE}) \cdot \text{fpeng}_{t,c}$$

(3.r) [Função de produção vento potência cada eólica ieol, para cada patamar de carga c, por estágio t (constrained off)]

$$GEOL_{t,ieol,c} = peol_{t,ieol,c} \cdot (a_{t,ieol,i}^{FTE} \text{VENTO}_{t,ieol} + b_{t,ieol,i}^{FTE}) \cdot \text{fpeng}_{t,c}$$

(3.s) [Equação de transferência cada eólica ieol, para cada patamar de carga c, por estágio t (NÃO constrained off)]

$$0 \leq GEOL_{t,ieol,c} \leq \text{CAPMAX}_{t,ieol} \cdot \text{fpeng}_{t,c} \\ = (\text{NUM_AEROG}ER_{t,ieol,c} \cdot \text{POTNOM_CONJ}) \cdot \text{fpeng}_{t,c}$$

(3.t) [Limite máximo de geração de cada eólica ieol, para cada patamar de carga c, por estágio t (NÃO constrained off)]

$$\alpha_{t+1} \geq W^j + \sum_{i=1}^{NREE} (\pi_{EARM}^{i,j})_{t+1} \cdot EARM_{t+1,i} + (\pi_{EAF1}^{i,j})_{t+1} \cdot ENA_{t,i} + \dots + (\pi_{EAFp}^{i,j})_{t+1} \cdot ENA_{t-p+1,i} + \sum_{l=1}^{LAGMAX} \sum_{m=1}^{NSBM} \sum_{c=1}^{NPMC} ((\pi_{GNL}^{m,c,j})_{t+1} \cdot SGT_{t+1,m,c}) + (\pi_{MXSAR}^j)_{t+1} \cdot MXSAR_t + \sum_{i=1}^{NREE} (\pi_{MXVM}^{i,j})_{t+1} \cdot MXVM_{t,i}$$

(3.u) [Inequações representando a Função de Custo Futuro]

⋮

Com $j = 1, NCOR_t$

$t = 1, \dots, T; k = 1, \dots, NREE; m = 1, \dots, NSUBM$

Onde, para cada estágio t , tem-se as variáveis descritas na seção **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

8.1 Estágios a Usinas Individualizadas e de Transição

$$z_t = \min \sum_{m=1}^{NSBM} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} \left(\sum_{icl=1}^{LAGMAX} \left(\sum_{iclt=0}^{NCLT_m} CTERM_{t,icl} \cdot GT_{t,icl,c} \right) + \left(\frac{1}{1+\beta} \right)^l \cdot CTERM_{t+1,icl} \cdot GT_{t+1,icl,c} \right) + \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} \left(\frac{1}{1+\beta} \right)^l \cdot CTERM_{t+1,icl} \cdot GT_{t+1,icl,c} \right) + \sum_{idef=1}^{NPDF} CDEF_{t,m,idef} \cdot DEF_{t,m,idef,c} + p^{EXC} \cdot EXC_{t,m,c} \right) + \dots \quad (4.a) \text{ [Função objetivo]}$$

$$+ \sum_{c=1}^{NPMC} \sum_{mo=1}^{NNSBM} \sum_{md=1}^{NNSBM} PEN^{intmin} \cdot \delta_{t,mo,md,c}^{INTMIN} + \sum_{j=1, j \neq m}^{NNSBM} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} p^{INT} \cdot INT_{t,j,m,c} \right)$$

$$+ \sum_{k=1}^{NUHE} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} p^{GHMINU} \cdot \delta_{t,k,c}^{GHMINU} + PEN^{VARM} \cdot \delta_{t,k}^{VARM} + PEN^{RET} \cdot (\delta_{t,k}^{+RET} - \delta_{t,k}^{-RET}) + PEN_1^{QMIN} \cdot \delta_{t,k,1}^{QMIN} + PEN_2^{QMIN} \cdot \delta_{t,k,2}^{QMIN} + p^{EVERT} \cdot VVER_{t,k,c} + \sum_{c=1}^{NPMC} \left(\sum_{ifpha}^{NFPHA} PEN^{FPHA} \cdot \delta_{t,k,c,ifpha}^{FPHA} \right) \right)$$

$$+ \sum_{i=1}^{NREE} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} PEN^{EARM} \cdot \delta_{t,i}^{EARM} \right) + \sum_{ieol=1}^{NEOL} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} p^{CORTEOL} \cdot CORTEOL_{t,ieol,c} \right) + \frac{1}{1+\beta} \cdot \alpha_{t+1}$$

$$\sum_{k=1}^{NUHE_m} GHU_{t,k,c} + \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} perdt_{t,icl,c} \cdot GT_{t,icl,c} + \sum_{ieol=1}^{NEOL_m} GEOL_{t,ieol,c} + \sum_{idef=1}^{NPDF} DEF_{t,m,idef,c}$$

$$+ \sum_{j=1, j \neq m}^{NSBM} [perdi_{t,j,m,c} \cdot INT_{t,j,m,c} - perdi_{t,m,j,c} \cdot INT_{t,m,j,c}] - EXC_{t,m,c}$$

$$= \left[pcarga_{t,m,c} \cdot (merc_{t,m} + cadic_{t,m}) - \left(pquisi_{t,m} + \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} gtmin_{t,m,iclt} \right) \right]$$

$$\cdot fpeng_{t,c} - \sum_{l=1}^{LAGMAX} sgt_{t,m,c,l}$$

(4.b) [Equação de atendimento à demanda para cada patamar de carga c em cada submercado m]

$$VARM_{t+1,k} = \text{var}m_{t,k} + VAFL_{t,k} + \sum_{c=1}^{NPAT} \sum_{j=1}^{NMON_k} (VTUR_{t,j,c} + VVER_{t,j,c}) - \sum_{c=1}^{NPAT} (VTUR_{t,k,c} + VVER_{t,k,c}) - VRET_{t,k} - VEVP_{t,k}$$

(4.c) [Equação de balanço hídrico para cada UHE k]

$$GHU_{t,k,c} - \delta_{t,k,ifpha}^{FPHA} \leq \alpha_{t,k}^{FPHA} * \left(\gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,0} + \gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,VARM} \cdot \frac{(VARM_{t+1,k} + \text{var}m_{t,k})}{2} + \left(\frac{\gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,VTUR}}{fpeng_{t,c}} \right) \cdot VTUR_{t,k,c} + \left(\frac{\gamma_{t,k,ifpha}^{FPHA,VVER}}{fpeng_{t,c}} \right) \cdot VVER_{t,k,c} \right), \text{ ifpha} = 1, \dots, NCUT_{k,t}^{FPHA}$$

(4.d) [Função de produção hidrelétrica para cada UHE k]

$$VEVAP_{t,k} = [\text{vevp}_{t,k} - \text{kvp}_{t,k} \text{vref}_{t,k}] + \text{kvp}_{t,k} \left(\frac{VARM_{t+1,k} + \text{var}m_{t,k}}{2} \right)$$

(4.e) [Equação de evaporação linear para cada UHE k]

$$GHU_{t,k,c} + \delta_{t,k,c}^{GHMINU} \geq ghminu_{t,k} \cdot fpeng_{t,c}$$

(4.f) [Geração hidráulica mínima para cada UHE k e patamar de carga c]

$$GHU_{t,k,c} \leq \text{pinst}_{t,k} \cdot fpeng_{t,c}$$

(4.g) [Geração hidráulica máxima para cada UHE k e patamar de carga c]

$$VTUR_{t,k,c} \leq \text{const} \cdot \text{qmax}_{t,k} \cdot fpeng_{t,c}$$

(4.h) [Turbinamento máximo para cada UHE k e patamar de carga c]

$$VARM_{t+1,k} \leq \text{var}mxve_{t,k}$$

(4.i) [Armazenamento máximo operativo de cada UHE k]

$$VARM_{t+1,k} + \delta_{t,k}^{VARM} \geq \text{caru}he_{t,k}$$

(4.j) [Armazenamento mínimo operativo de cada UHE k]

$$EARM_{t+1,i} + \delta_{t,i}^{EARM} \geq \text{car}_{t,i}$$

(3.i) [Armazenamento mínimo operativo de cada REE i]

$$MX_{t,i} - \delta_{t,i}^{EARM} \geq 0$$

(3.j) [Máxima violação do armazenamento mínimo operativo até o estágio t de cada REE i]

$$MX_{t,i} - mx_{t-1,i} \geq 0$$

$$VRET_{t,k} + \delta_{t,k}^{+RET} - \delta_{t,k}^{-RET} = \text{const} \cdot m_{t,k}^{RET}$$

(4.k) [Retirada/Acréscimo de água para outros usos para cada UHE k]

$$VTUR_{t,k,c} + VVER_{t,k,c} + \delta_{t,k,1}^{QMIN} + \delta_{t,k,2}^{QMIN} \geq m_{t,k,1}^{QMIN} \cdot f_{peng_{t,c}}$$

(4.l) [Deplecionamento mínimo para cada UHE k]

$$0 \leq \delta_{t,k,1}^{QMIN} \leq m_{t,k,2}^{QMIN} \cdot f_{peng_{t,c}}$$

$$0 \leq \delta_{t,k,2}^{QMIN} \leq (m_{t,k,1}^{QMIN} - m_{t,k,2}^{QMIN}) \cdot f_{peng_{t,c}}$$

$$\text{Onde } m_{t,k,1}^{QMIN} \geq m_{t,k,2}^{QMIN}$$

$$0 \leq GT_{t,c,j} \leq \overline{gt}_{t,j} \cdot f_{peng_{t,c}}$$

(3.m) [Limite máximo de geração de cada usina térmica j e patamar de carga c]

$$\sum_{j=1, j \neq i}^{NSBM} [INT_{t,j,i,c} - INT_{t,i,j,c}] = 0$$

(3.n) [Fluxo nas interligações do subsistema i que não tem carga e nem usinas]

$$INT_{t,i,j,c} + \delta_{t,i,j,c}^{INTMIN} \geq \text{intmin}_{t,i,j,c}$$

(3.o) [Limites mínimo e máximo de intercâmbio entre os subsistemas i e j no patamar de carga c]

$$INT_{t,i,j,c} \leq \overline{\text{int}}_{t,i,j,c}$$

$$\sum_{p=1}^{NINT_a} k_{a,p} \cdot INT_{t,i_p,j_p,c} \leq \text{limagp}_{a,c}$$

(3.p) [Agrupamento de intercâmbio em cada patamar de carga c]

$$SGT_{t+1,m,c,l} - \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} \sum_{LAG_m=1} perdt_{t,iclt,c} \cdot GT_{t+1,iclt,c} = 0$$

(3.q) [Somatório da geração térmica antecipada com lag / do subsistema m em cada patamar de carga c]

$$EARM_{t+1,i} + \sum_{k=1}^{NDAN} VARM_{t+1,k} \cdot pdtarm_{t,k} / const = 0$$

(4.m) [Composição da energia armazenada do REE i]

$$ENA_{t,i} = \sum_{k=1}^{NUSI_i} VAF_{L,t,k} \cdot pdcmed_{t,k}$$

(4.n) [Composição da energia natural afluyente ao REE i]

$$GEOL_{t,ieol,c} + CORTEOL_{t,ieol,c} = peol_{t,ieol,c} \cdot (a_{t,ieol,i}^{FTE} VENTO_{t,ieol} + b_{t,ieol,i}^{FTE}) \cdot fpeng_{t,c}$$

(3.r) [Função de produção vento potência cada eólica $ieol$, para cada patamar de carga c , por estágio t (constrained off)]

$$GEOL_{t,ieol,c} = peol_{t,ieol,c} \cdot (a_{t,ieol,i}^{FTE} VENTO_{t,ieol} + b_{t,ieol,i}^{FTE}) \cdot fpeng_{t,c}$$

(3.s) [Equação de transferência cada eólica $ieol$, para cada patamar de carga c , por estágio t (NÃO constrained off)]

$$0 \leq GEOL_{t,ieol,c} \leq CAPMAX_{t,ieol} \cdot fpeng_{t,c} \\ = (NUM_AEROG_{ER,t,ieol,c} \cdot POTNOM_CONJ) \cdot fpeng_{t,c}$$

(3.t) [Limite máximo de geração de cada eólica $ieol$, para cada patamar de carga c , por estágio t (NÃO constrained off)]

$$\alpha_{t+1} \geq W^j + \sum_{k=1}^{NUHE} (\pi_{VARM}^{k,j})_{t+1} \cdot VARM_{t+1,k} + (\pi_{VAFL1}^{k,j})_{t+1} \cdot VAFL_{t,k} + \dots + (\pi_{VAFLp}^{k,j})_{t+1} \cdot VAFL_{t-p+1,k} + \sum_{l=1}^{LAGMAX} \sum_{m=1}^{NSBM} \sum_{c=1}^{NPMC} ((\pi_{GNL}^{m,c,j})_{t+l} \cdot SGT_{t+l,m,c}) + (\pi_{MXSAR}^j)_{t+1} \cdot MXSAR_t + \sum_{k=1}^{NUHE} (\pi_{MXUVM}^{k,j})_{t+1} \cdot MXUVM_{t,k}$$

(4.o) [Função de Custo Futuro - Estágio individualizado]

⋮

com $j = 1, NCOR_t$

$$\alpha_{t+1} \geq W^j + \sum_{i=1}^{NREE} (\pi_{EARM}^{i,j})_{t+1} \cdot EARM_{t+1,i} + (\pi_{ENAF1}^{i,j})_{t+1} \cdot ENA_{t,i} + \dots + (\pi_{ENAFp}^{i,j})_{t+1} \cdot ENA_{t-p+1,i} + \sum_{l=1}^{LAGMAX} \sum_{m=1}^{NSBM} \sum_{c=1}^{NPMC} ((\pi_{GNL}^{m,c,j})_{t+l} \cdot SGT_{t+l,m,c}) + (\pi_{MXSAR}^j)_{t+1} \cdot MXSAR_t + \sum_{i=1}^{NREE} (\pi_{MXVM}^{i,j})_{t+1} \cdot MXVM_{t,i}$$

(4.p) [Função de Custo Futuro - Estágio individualizado de transição]

⋮

com $j = 1, NCOR_t$

$t = 1, \dots, T$; $u = 1, \dots, NUSI$; $ipha = 1, \dots, NPHA$; $k = 1, \dots, NREE$; $m = 1, \dots, NSUBM$

9 ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO

A construção da política operativa representada através dos cortes de Benders permanece sendo realizada através do algoritmo de PDDE, porém considerando tanto os estágios com representações da configuração hidrelétrica a reservatório equivalente de energia, como estágios a usinas individualizadas. Observa-se apenas que a função de custo futuro construída por determinado estágio será representada por variáveis de estado relativas as usinas hidrelétricas de maneira individual ou equivalente, seguindo a mesma representação do respectivo estágio. Conforme apresentado esquematicamente na Figura 7.1, estágios do horizonte individual tem funções de futuro compostas por variáveis de estado associadas às usinas hidrelétricas individualmente, e, da mesma maneira, estágios do horizonte equivalente têm função de futuro associada aos reservatórios equivalente de energia.

É descrito nessa seção o processo de cálculo das parcelas que compõem os cortes de Benders construídos em estágios cuja configuração hidrelétrica é representada individualmente, bem como os estágios a reservatórios equivalente de energia.

9.1 Construção dos cortes de Benders

Descreve-se aqui a construção dos coeficientes dos cortes de Benders associados as variáveis de estado armazenamento e aflúncias passadas para os estágios individuais e equivalentes, diferenciando também o estágio de transição entre esses dois horizontes.

9.1.1 Construção em estágio equivalente t para acesso em estágio equivalente $(t-1)$

9.1.1.1 Variáveis de estado em t : $EARM_{t,i}$

$$\left(\pi_{EARM}^{i,j}\right)_t = \frac{\partial FO_t}{\partial EARM_{t,i}} = \sum_{r=1}^{NRESTR} \frac{\partial FO_t}{\partial RESTR_{t,i}} * \frac{\partial RESTR_{t,i}}{\partial EARM_{t,i}}$$

$$\frac{\partial FO_t}{\partial EARM_{t,i}} = \frac{\partial FO_t}{\partial BH_{t,i}} * \frac{\partial BH_{t,i}}{\partial EARM_{t,i}} + \sum_{c=1}^{NPMC} \frac{\partial FO_t}{\partial GHMAX_{t,i,c}} * \frac{\partial GHMAX_{t,i,c}}{\partial EARM_{t,i}} + \frac{\partial FO_t}{\partial MDSVC_{t,i}} * \frac{\partial MDSVC_{t,i}}{\partial EARM_{t,i}} + \frac{\partial FO_t}{\partial MVZM_{t,i}} * \frac{\partial MVZM_{t,i}}{\partial EARM_{t,i}} + \frac{\partial FO_t}{\partial \delta vzm_{t,i}} * \frac{\partial \delta vzm_{t,i}}{\partial EARM_{t,i}}$$

Calculando as derivadas, tem-se:

$$\frac{\partial FO_t}{\partial EARM_{t,i}} = \lambda_{t,i}^{BH} * \left\{ (\gamma_{t,i} * ENA_{t,i}) (2a_{t,i}^{FC} EARM_{t,i} + b_{t,i}^{FC}) - (2a_{t,i}^{EVAP} EARM_{t,i} + b_{t,i}^{EVAP}) \right\} + \sum_{c=1}^{NPMC} \lambda_{t,c}^{GHMAX} * \sum_{i_{rest}=0}^{NRE} \text{nao ativa} (2a_{t,i,c,i_{rest}}^{GHMAX} EARM_{t,i} + b_{t,i,c,i_{rest}}^{GHMAX}) - \lambda_{t,i}^{MDSVC} * (2a_{t,i}^{DSVC} EARM_{t,i} + b_{t,i}^{DSVC}) + \lambda_{t,i}^{MVZM} * (2a_{t,i}^{VZM} EARM_{t,i} + b_{t,i}^{VZM}) + \lambda_{t,i}^{\delta VZM} * (2a_{t,i}^{VZM} EARM_{t,i} + b_{t,i}^{VZM})$$

9.1.1.2 Variáveis de estado em t : $ENA_{t-n,i}$ para $n = 1, \dots, p_t$

$$\left(\pi_{ENA_{t-n,i}}^{i,j}\right)_t = \frac{\partial FO_t}{\partial ENA_{t-n,i}} = \sum_{r=1}^{NRESTR} \frac{\partial FO_t}{\partial RESTR_{t,i}} * \frac{\partial RESTR_{t,i}}{\partial ENA_{t-n,i}}$$

$$\frac{\partial FO_t}{\partial ENA_{t-n,i}} = \frac{\partial FO_t}{\partial BH_{t,i}} * \frac{\partial BH_{t,i}}{\partial ENA_{t-n,i}} + \frac{\partial FO_t}{\partial BHf_{t,i}} * \frac{\partial BHf_{t,i}}{\partial ENA_{t-n,i}} + \sum_{r=1}^3 \frac{\partial FO_t}{\partial PERDAF_{t,i,r}} * \frac{\partial PERDAF_{t,i,r}}{\partial ENA_{t-n,i}} + \sum_{icor=1}^{NCOR_{t+1}} \frac{\partial FO_t}{\partial CORTE_{t+1,icor}} * \frac{\partial CORTE_{t+1,icor}}{\partial ENA_{t-n,i}}$$

Sabendo-se que:

$$ENA_{t,i} = \sum_{j=1}^{12} \left(\phi_{t,j,i} + \frac{\psi_{t,i}}{12} \right) ENA_{t-j,i} + \varepsilon_{t,i}$$

Então, substituindo e calculando as derivadas, de $n = 1, \dots, (p_t - 1)$ tem-se:

$$\frac{\partial FO_t}{\partial ENA_{t-n,i}} = \lambda_{t,i}^{BH} * \left\{ \left(\phi_{t,n,i} + \frac{\psi_{t,i}}{12} \right) * \gamma_{t,i} * FC_{t,i} \right\} + \lambda_{t,i}^{BHf} * \left\{ \left(\phi_{t,n,i} + \frac{\psi_{t,i}}{12} \right) * (1 - \gamma_{t,i}) \right\} + \sum_{r=1}^3 \lambda_{t,i,r}^{VERTf} * \left\{ \left(\phi_{t,n,i} + \frac{\psi_{t,i}}{12} \right) * a_{t,i,r}^{MARS} * (1 - \gamma_{t,i}) \right\} + \sum_{j=1}^{NCOR_{t+1}} \lambda_{t,j}^{corte} * \left[\left(\left(\phi_{t,n,i} + \frac{\psi_{t,i}}{12} \right) * (\pi_{ENA_{t,i}}^j)_{t+1} \right) + (\pi_{ENA_{t-n,i}}^j)_{t+1} \right]$$

Sendo que para $n = p_t$,

$$\frac{\partial FO_t}{\partial ENA_{t-n,i}} = \lambda_{t,i}^{BH} * \left\{ \left(\phi_{t,n,i} + \frac{\psi_{t,i}}{12} \right) * \gamma_{t,i} * FC_{t,i} \right\} + \lambda_{t,i}^{BHf} * \left\{ \left(\phi_{t,n,i} + \frac{\psi_{t,i}}{12} \right) * (1 - \gamma_{t,i}) \right\} + \sum_{r=1}^3 \lambda_{t,i,r}^{VERTf} * \left\{ \left(\phi_{t,n,i} + \frac{\psi_{t,i}}{12} \right) * a_{t,i,r}^{MARS} * (1 - \gamma_{t,i}) \right\} + \sum_{j=1}^{NCOR_{t+1}} \lambda_{t,j}^{corte} * \left[\left(\left(\phi_{t,n,i} + \frac{\psi_{t,i}}{12} \right) * (\pi_{ENA_{t,i}}^j)_{t+1} \right) \right]$$

9.1.2 Construção em estágio individual t para acesso em estágio individual $(t-1)$

9.1.2.1 Variáveis de estado em t : $VARM_{t,k}$

$$\frac{\partial FO_t}{\partial VARM_{t,k}} = \frac{\partial FO_t}{\partial BHU_{t,k}} * \frac{\partial BHU_{t,k}}{\partial VARM_{t,k}} + \sum_{j=1}^{NPHA} \sum_{c=1}^{npat} \frac{\partial FO_t}{\partial FPFA_{t,k,j,c}} * \frac{\partial FPFA_{t,k,j,c}}{\partial VARM_{t,k}}$$

$$\frac{\partial FO_t}{\partial VARM_{t,k}} = \lambda_{t,k}^{BHU} - 0.5 \sum_{ipha=1}^{NPHA} \sum_{c=1}^{npat} \lambda_{t,k,ipha}^{FPFA} * \omega_{t,k,ipha}^{FPFA,VARM}$$

9.1.2.2 Variáveis de estado em t : $VAF L_{t,k}$

Sabendo-se que:

$$VAF L_{t,k} = \sum_{n=1}^{12} \left(\phi_{t,n,k} + \frac{\psi_{t,k}}{12} \right) VAF L_{t-n,k} + \epsilon_{t,k}$$

tem-se:

$$\frac{\partial FO_t}{\partial VAF L_{t-n,k}} = \frac{\partial FO_t}{\partial BHU_{t,k}} * \frac{\partial BHU_{t,k}}{\partial VAF L_{t-n,k}} + \sum_{icor=1}^{NCOR_{t+1}} \frac{\partial FO_t}{\partial CORTE_{t+1,icor}} * \frac{\partial CORTE_{t+1,icor}}{\partial VAF L_{t-n,k}} \quad \mathbf{n = 1, \dots, p_t}$$

$$\frac{\partial FO_t}{\partial VAF L_{t-n,k}} = \lambda_{t,k}^{BHU} * \left(\phi_{t,n,k} + \frac{\psi_{t,k}}{12} \right) + \sum_{j=1}^{NCOR_{t+1}} \lambda_{t,j}^{corte} * \left[\left(\left(\phi_{t,n,k} + \frac{\psi_{t,k}}{12} \right) * (\pi_{VAF L_{t,k}}^j)_{t+1} \right) + (\pi_{VAF L_{t-n,k}}^j)_{t+1} \right] \quad \mathbf{n = 1, \dots, (p_t - 1)}$$

$$\frac{\partial FO_t}{\partial VAF L_{t-n,k}} = \lambda_{t,k}^{BHU} * \left(\phi_{t,n,k} + \frac{\psi_{t,k}}{12} \right) + \sum_{j=1}^{NCOR_{t+1}} \lambda_{t,j}^{corte} * \left[\left(\left(\phi_{t,n,k} + \frac{\psi_{t,k}}{12} \right) * (\pi_{VAF L_{t,k}}^j)_{t+1} \right) \right] \quad \mathbf{n = p_t}$$

9.1.3 Construção no estágio individualizado de transição t , para ser acessado em um estágio individualizado $t-1$

Observa-se que nesse estágio de transição, conforme Figura 7.1, a configuração hidrelétrica é representada de maneira individual e, portanto, as decisões operativas em relação ao parque hidrelétrico são obtidas de maneira individual, mas o impacto dessas decisões no futuro está representado através de variáveis de estado em reservatório equivalente de energia. Essa diferenciação, por ser um estágio de acoplamento entre os dois horizontes, reflete-se no cálculo do coeficiente relativo a variável de estado afluência passada de lag n : $VAF L_{t-n,k}$ onde aparece a influência da composição das afluências passadas em ENAs passadas .

9.1.3.1 Variáveis de estado em t : $VARM_{t,i}$

$$\frac{\partial FO_t}{\partial VARM_{t,k}} = \frac{\partial FO_t}{\partial BHU_{t,k}} * \frac{\partial BHU_{t,k}}{\partial VARM_{t,k}} + \sum_{j=1}^{NPHA} \frac{\partial FO_t}{\partial FPFA_{t,k,j}} * \frac{\partial FPFA_{t,k,j}}{\partial VARM_{t,k}}$$

$$\frac{\partial FO_t}{\partial VARM_{t,k}} = \lambda_{t,k}^{BHU} - 0.5 \sum_{i_{pha}=1}^{NPHA} \lambda_{t,k,i_{pha}}^{FPFA} * \delta_{t,k,i_{pha}}^{FPFA} * \omega_{t,k,i_{pha}}^{FPFA,VARM}$$

9.1.3.2 Variáveis de estado em t : $VAF L_{t-n,k} \quad n = 1, \dots, p_t$

$$\frac{\partial FO_t}{\partial VAF L_{t-n,k}} = \frac{\partial FO_t}{\partial BHU_{t,k}} * \frac{\partial BHU_{t,k}}{\partial VAF L_{t-n,k}} + \sum_{i_{cor}=1}^{NCOR_{t+1}} \frac{\partial FO_t}{\partial CORTE_{t+1,i_{cor}}} * \frac{\partial CORTE_{t+1,i_{cor}}}{\partial VAF L_{t-n,k}} \quad \text{para } n = 1, \dots, p_t$$

Sabendo se que:

$$ENA_{t,i} = \sum_{k=1}^{NUSI_i} VAF L_{t,k} * PDCMED_{t,k}$$

$$VAF L_{t,k} = \sum_{n=1}^{12} \left(\phi_{t,n,k} + \frac{\psi_{t,k}}{12} \right) VAF L_{t-n,k} + \epsilon_{t,k}$$

Com:

$$\phi_{t,n,k} = 0; n = MORD + 1, \dots, 12$$

I

para $n = 1, \dots, (p_t - 1)$ e $k \in REE i$

$$\frac{\partial FO_t}{\partial VAF L_{t-n,k}} = \lambda_{t,k}^{BHU} * \left(\phi_{t,n,k}^{uhe} + \frac{\psi_{t,k}^{uhe}}{12} \right) + \sum_{j=1}^{NCOR_{t+1}} \lambda_{t,j}^{corte} * \left[\left(PDCMED_{t,k} \left(\phi_{t,n,k}^{uhe} + \frac{\psi_{t,k}^{uhe}}{12} \right) * \left(\pi_{ENA_{t,i}}^j \right)_{t+1} \right) + \left(PDCMED_{t-n,k} \left(\pi_{ENA_{t-n,i}}^j \right)_{t+1} \right) \right]$$

para $n = p_t$ e $k \in REE i$

$$\frac{\partial FO_t}{\partial VAF L_{t-n,k}} = \lambda_{t,k}^{BHU} * \left(\phi_{t,n,k}^{uhe} + \frac{\psi_{t,k}^{uhe}}{12} \right) + \sum_{j=1}^{NCOR_{t+1}} \lambda_{t,j}^{corte} * \left[\left(PDCMED_{t,k} \left(\phi_{t,n,k}^{uhe} + \frac{\psi_{t,k}^{uhe}}{12} \right) * \left(\pi_{ENA_{t,i}}^j \right)_{t+1} \right) \right]$$

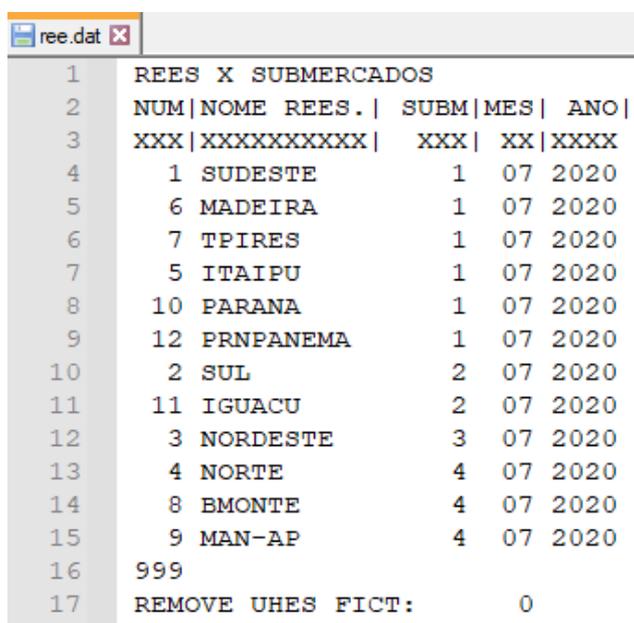
9.2 Demais processos

A modelagem concebida e apresentada nesse relatório não envolve nenhuma alteração no processo de convergência do algoritmo de PDDE, nem nos procedimentos para realização da simulação final que não estejam estritamente relacionados à modelagem dos subproblemas de otimização de cada período, conforme já descrito ao longo deste relatório.

10 DADOS DE ENTRADA PARA O NEWAVE HÍBRIDO

No arquivo de dados dos reservatórios equivalentes de energia (ree.dat) é informado o mês e o ano a partir do qual as usinas hidrelétricas deixam de ser representadas individualmente e passam a ser representadas de forma agregada por REE. Além disso, é informado se as usinas fictícias serão removidas nos períodos individualizados.

Na Figura 10.1 é mostrado um exemplo no qual as usinas hidrelétricas são representadas de forma individualizada até 06/2020 e a partir de 07/2020 a representação do parque hidrelétrico é feita por REE. Neste exemplo também é informado que as usinas hidrelétricas fictícias serão consideradas no estudo.



1	REES X SUBMERCADOS				
2	NUM	NOME REES.	SUBM	MES	ANO
3	XXX	XXXXXXXXXXXX	XXX	XX	XXXX
4	1	SUDESTE		07	2020
5	6	MADEIRA		07	2020
6	7	TPIRES		07	2020
7	5	ITAIPU		07	2020
8	10	PARANA		07	2020
9	12	PRNPANEMA		07	2020
10	2	SUL		07	2020
11	11	IGUACU		07	2020
12	3	NORDESTE		07	2020
13	4	NORTE		07	2020
14	8	BMONTE		07	2020
15	9	MAN-AP		07	2020
16	999				
17	REMOVE UHES FICT:			0	

Figura 10.1 Arquivo de dados dos reservatórios equivalentes de energia com agregação por REE a partir de 07/2020.

Como já enfatizado anteriormente neste documento, percebe-se que, nesta primeira versão do NEWAVE híbrido, não há dados de entrada adicionais para as características e restrições operativas para as UHes. Isto ocorre porque a modelagem utilizada atualmente, por REE, já considera todos esses valores de forma individualizada para as usinas, quando da construção do REE. Ou seja, a posição de cada usina na cascata e seus dados específicos são levadas em consideração de forma diferenciada, quando são inseridas restrições hidráulicas, visto que a modelagem por REE procura, tanto quanto possível, levar em consideração as especificidades da operação individualizada.

11 RESULTADOS DO MODELO

O programa NWLISTOP foi desenvolvido com o objetivo de fornecer uma listagem detalhada da simulação final para séries selecionadas do período de planejamento. Ele é dividido em 4 opções:

- i. Operação;
- ii. Tabelas;
- iii. Curvas de Permanência;
- iv. Evolução Temporal (Médias).

Cada opção possui sua própria entrada e própria saída, maiores detalhes são fornecidos no Manual do Usuário do modelo NEWAVE. As informações da simulação das usinas individualizadas estão disponíveis tanto na opção tabelas (ii) quanto na opção médias (iv).

1.1 Opção Tabelas

O programa criará vários arquivos de saída, seus nomes estarão relacionados com as variáveis que os criaram. Cada arquivo conterá as informações específicas de cada variável em um determinado REE ou subsistema/submercado ou usina individualizada, conforme a variável especificada, ou seja, para cada variável (com exceção do intercâmbio) serão criados tantos arquivos quantos forem os REEs ou subsistemas/submercados ou usina individualizadas do estudo.

Na tabela abaixo são listados o nome e conteúdo de cada tabela associada as Usinas Individualizadas. Os valores "XXX" correspondem ao número da(s) usina(s) individualizada(s).

TABELA	DESCRIÇÃO	UNIDADE
varmuhXXX.out	volume armazenado final da Usina XXX	hm3
ghiduhXXX.out	geração hidráulica da Usina XXX	MWmês
vturuhXXX.out	volume turbinado da Usina XXX	hm3
vertuhXXX.out	volume vertido da Usina XXX	hm3
vghminuhXXX.out	Violação de geração hidráulica mínima da Usina XXX	MWmês
vmortuhXXX.out	enchimento de volume morto da Usina XXX	hm3
depminuhXXX.out	folga deplecionamento mínimo da Usina XXX	hm3
desvuhXXX.out	retirada/acrécimo de água na Usina XXX	hm3
desvposuhXXX.out	folga positiva da retirada/acrécimo de água da Usina XXX	hm3
desvneguhXXX.out	folga negativa da retirada/acrécimo de água da Usina XXX	hm3
dfphauhXXX.out	variável de folga da Função de Produção Hidrelétrica Aproximada (FPHA) da Usina XXX	MWmês
qaflohXXX.out	vazão afluente da Usina XXX	m3/s
qincruhXXX.out	vazão incremental da Usina XXX	m3/s
varmpuhXXX.out	volume final da Usina XXX	%
xuha12XXX.out	Soma das aflúências do lag p ao 11 da Usina XXX	m3/s

Durante os períodos individualizados, os resultados das usinas hidrelétricas também são agrupados em REEs.

11.1 Opção Médias

São gerados cinco arquivos em formato CSV (separado por vírgulas) contendo as evoluções temporais por usina hidrelétrica individualizada (MEDIAS-USIH.CSV), por REE (MEDIAS-REE.CSV), por usina térmica (MEDIAS-USIH.CSV), por subsistema/submercado (MEDIAS-MERC.CSV) e do SIN (MEDIAS-SIN.CSV).

Para as usinas hidrelétricas individualizadas, há as evoluções temporais das seguintes variáveis:

- VARMUH: Volume armazenado final da usina (hm³)
- GHIDUH: Geração hidráulica da usina (MWmês)
- VTURUH: Volume turbinado da usina (hm³)
- VERTUH: Volume vertido da usina (hm³)
- DGHMINUH: VIOLAÇÃO da geração hidráulica mínima da usina (MWmês)
- EMORUH: Enchimento de volume morto da usina (hm³)
- DEPMINUH: Folga deplecionamento mínimo da usina (hm³)
- DESVUH: Retirada/Acréscimo de água na usina (hm³)
- DESVPOSUH: Folga positiva da retirada/acréscimo de água da usina (hm³)
- DESVNEGUH: Folga negativa da retirada/acréscimo de água da usina (hm³)
- DFPHAUH: Folga da Função de Produção Hidrelétrica Aproximada (FPHA) da usina (MWmês)
- QAFLUH: Vazão afluente da usina (m³/s)
- QINCRUH: Vazão incremental da usina (m³/s)
- VARMPUH: Volume armazenado final da usina (% volume útil)

Durante os períodos individualizados, os resultados das usinas hidrelétricas também são agrupados em REEs.

12 CONCLUSÕES E APRIMORAMENTOS FUTUROS

Este relatório descreve a modelagem híbrida concebida para o modelo NEWAVE, que foi inicialmente disponibilizada pelo CEPEL às instituições em 2017, sofrendo alguns pequenos ajustes ao longo do tempo, nas versões subsequentes do modelo. Considerando que atualmente a FCF construída pelo NEWAVE é acoplada ao DECOMP no final do horizonte deste último modelo, a modelagem híbrida surge naturalmente, com a ideia de permitir que o modelo NEWAVE represente as UHEs individualmente no todo ou em parte do seu horizonte de planejamento. O principal objetivo dessa modelagem é permitir que se faça um balanceamento adequado, de forma a se tirar proveito das vantagens das duas formas de modelagem, individualizada e a reservatórios equivalentes: a consideração dos benefícios de uma representação mais acurada das UHEs no horizonte mais próximo à tomada de decisão operacional, e modelar tantos REEs quanto forem necessários para representar a diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas, nos estágios temporais posteriores, porém tomando o cuidado de não aumentar demasiadamente o esforço computacional.

Ao longo do documento, foram descritas todas as particularidades da modelagem híbrida, no que diz respeito à representação das características físicas e restrições das usinas hidrelétricas nos períodos individualizados, e a geração de cenários para os períodos individualizados. Além disso, descreveu-se o estágio de transição, quando há a passagem do horizonte individualizado para o horizonte agregado, onde se procede com um acoplamento semelhante ao que já é realizado atualmente pelo DECOMP. Ressalta-se que a modelagem das usinas hidrelétricas nos períodos equivalentes segue rigorosamente a mesma modelagem já adotada atualmente, e também não há alterações na forma de modelagem de outras funcionalidades que não estão relacionadas às usinas hidrelétricas, como por exemplo a geração térmica, a consideração do CVaR e a taxa de desconto.

É importante lembrar que não há alterações na forma de entrada de dados para a configuração hidrelétrica, entre a modelagem 100% equivalente (adotada atualmente nos processos oficiais) e essa versão inicial do NEWAVE híbrido, visto que todos esses aspectos já são tratados de forma individualizada na construção dos REEs. A diferença principal é na forma de modelagem dessas restrições no problema, que é feita de forma direta na modelagem individualizada e, na modelagem equivalente, é realizada através de diversos procedimentos para cálculo do modelo dos reservatórios equivalentes de energia, de forma a preservar da melhor forma as características operativas individuais das usinas.

Ressalta-se que uma das premissas da versão inicial do NEWAVE híbrido foi procurar representar todas as características e restrições que já eram levadas em consideração na construção dos REEs, de forma a se ter certa compatibilidade entre as modelagens e permitir uma melhor comparação entre elas. Neste sentido, na modelagem híbrida há ainda alguns aspectos importantes que, na visão do Cepel, devem ser implementados nas próximas versões, e que já são considerados em outros modelos individualizados como o DECOMP e DESSEM, tais como: usinas de bombeamento; topologia de usinas de desvio; restrições operativas hidráulicas genéricas de volume e vazão envolvendo simultaneamente mais de um reservatório; restrições elétricas especiais envolvendo componentes diversos do sistema.

13 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem aos pesquisadores e colaboradores do CEPEL que, ao longo dos últimos anos, contribuíram para o desenvolvimento da metodologia apresentada neste relatório: Maria Elvira Piñeiro Maceira, Débora Dias Jardim Penna, Cesar Luis Vasconcellos VillasBoa, Felipe Treistman, e Hugo Santarém de Araújo. Também agradecemos a Lilian Chaves Brandão dos Santos, gerente do projeto DECOMP, que nos apoiou nessa transição para as questões individualizadas da representação do parque hidráulico. Faz-se um agradecimento especial à pesquisadora Maria Elvira, que conduziu o desenvolvimento do NEWAVE híbrido desde o seu nascimento, participando ativamente de todas as suas etapas até a disponibilização da primeira versão com essa modelagem, no final de 2017, e que nos três anos subsequentes continuou gerenciando o projeto NEWAVE.

14 BIBLIOGRAFIA

- [1] M. E. Maceira, T. A. Lerry, F. S. Costa, J. M. Damazio e A. C. G. Melo, "Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system," em *Proceedings of the Power System Computation Conference - PSCC*, Sevilla, 2002.
- [2] O. B. Fosso, A. Gjelsvik, A. Haugstad, B. Mo e I. Wangesteen, "Generation scheduling in a deregulated system. The norwegian case," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, nº 1, pp. 75-81, 1999.
- [3] R. A. Ponrajah e F. D. Galiana, "Systems to optimize conversion efficiencies on Ontario Hydro's hydroelectric plants," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, nº 3, pp. 1044-1050, 1998.
- [4] E. Gil, J. Bustos e H. Rudnick, "Short term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, nº 4, pp. 1256-1264, 2003.
- [5] H. Brannlund, J. A. Bubenko, D. Sjelvgren e N. Andersson, "Optimal short term operation planning of a large hydrothermal power system based on a nonlinear network flow concept," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, nº 4, pp. 75-81, 1986.
- [6] A. Helseth e A. C. G. Melo, "Scheduling Toolchains in Hydro-Dominated Systems: evolution, Current Status and Future Challenges for Norway and Brazil," 2020.
- [7] M. E. Maceira, D. D. Penna, A. L. Diniz, R. J. Pinto, A. C. G. de Melo, C. L. V. Vasconcellos e C. B. Cruz, "Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model," em *20th PSCC - Power Systems Computation Conference*, Dublin, 2018.
- [8] M. E. Maceira, V. S. Duarte, D. D. J. Penna, L. Moraes e A. C. G. Melo, "Ten years of application of stochastic dual dynamic Programming in official and agent studies in Brazil–Description of the NEWAVE program," em *16th Power Systems Computation Conference - PSCC*, Glasgow, 2008.
- [9] A. L. Diniz, F. S. Costa, M. E. Maceira, T. N. Santos, L. C. Brandão e R. N. Cabral, "Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil," em *20th Power Systems Computation Conference*, Dublin, Jun 2018.
- [10] T. N. Santos, A. L. Diniz, C. H. Saboia, R. N. Cabral e L. F. Cerqueira, "Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: the DESSEM model," *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106709, 2020.
- [11] M. E. Maceira, F. R. Batista, L. F. Cerqueira, R. R. Olasagasti, A. C. Melo e L. G. Marzano, "A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems," em *20th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, 2018.
- [12] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Modelo SUSIHI - Manual de Referência," 2021.
- [13] H. Abgottspon, "Hydro power planning: Multi-horizon modeling and its applications," Doctoral Thesis, ETH Zurich, Zurich, Swi, 2015.
- [14] C. N. Metello, "Representação analítica da função de custo imediato no SDDP," Dissertação de Mestrado, PUC, Rio de Janeiro, 2016.

- [15] A. A. L. Silva, B. H. Diaz, A. L. Diniz e L. C. Brandão, "Modelagem alternativa da Função de Custo Imediato para consideração do despacho horário no problema de planejamento da operação resolvidos por PDD," em *XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, 2019.
- [16] A. Fernandes, E. J. Oliveira, A. L. Marcato, E. Oliveira e I. C. Silva Jr., "Representation of Wind Energy Scenarios in the Mid-Term Hydrothermal Systems Operation Scheduling.," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 30, pp. 413-423, 2019.
- [17] M. E. Maceira, R. R. Barboza, T. C. Justino, A. L. Diniz, C. B. Cruz e A. C. Melo, "Acoplamento entre os modelos de planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados (NEWAVE e DESSEM) com a presença de fontes intermitentes," em *XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2022.
- [18] A. Brigatto, A. Street e D. M. Valladão, "Assessing the Cost of Time-Inconsistent Operation Policies in Hydrothermal Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 6, pp. 4541-4550, 2017.
- [19] A. W. Rosemberg, A. Street, J. D. Garcia, D. M. Valladão, T. Silva e O. Dowson, "Assessing the Cost of Network Simplifications in Long-Term Hydrothermal Dispatch Planning Models," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 13, nº 1, pp. 196-206, 2022.
- [20] M. E. Maceira, A. C. Melo, J. F. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida e T. C. Justino, "Uma Abordagem para a Representação das Incertezas da Fonte de Geração Eólica no Planejamento da Operação de Longo e Médio Prazos-Modelo NEWAVE-Relatório Final," Relatório Técnico CEPEL 3872/2021, 2021.
- [21] A. C. G. Melo, M. E. Maceira, J. F. M. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida e T. C. Justino, "Uma metodologia para a representação das incertezas da geração eólica no planejamento da operação de longo e médio prazos," em *XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, 2022.
- [22] A. C. G. Melo, M. E. P. Maceira e J. F. Pessanha, "Ajuste de Distribuições Weibull Tri-Paramétricas com Elevadas Assimetrias na Geração de Velocidades Mensais de Ventos Correlacionadas com Vazões na Programação Dinâmica Dual Estocástica," *Cadernos do IME – Série Estatística*, vol. 49, 2020.
- [23] A. C. G. Melo, M. E. P. Maceira e J. F. Pessanha, "Fitting three-parameter Weibull distributions with high negative skewness to generate monthly wind scenarios correlated with inflows to the Brazilian hydropower reservoirs," em *41st International Symposium on Forecasting - ISF*, online, 2021.
- [24] J. F. Pessanha, A. C. Melo e R. J. G. S. B. Bessa, "Uma metodologia para geração de cenários de produção eólica compatíveis com as correlações espaciais entre os regimes de ventos," em *XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, 2019.
- [25] V. A. Almeida, J. F. Pessanha, A. C. G. Melo e M. E. P. Maceira, "Modelagem da relação mensal entre velocidade de vento e produção eólica no modelo NEWAVE," em *LIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO)*, João Pessoa, 2021.
- [26] J. F. Pessanha, V. L. O. Castellani e V. A. Almeida, "Short-Term Wind Power Forecasting Based on Quantile Regression," em *Brazil Windpower*, Rio de Janeiro, 2017.

- [27] J. F. Pessanha, A. C. Melo, M. E. P. Maceira e V. A. Almeida, "Generation of short-term wind power scenarios from an ensemble of hourly wind speed forecasts," em *17th Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Manchester, 2022.
- [28] J. F. M. Pessanha, M. E. Maceira, V. A. Almeida e A. C. G. Melo, "Geração de cenários sintéticos de produção eólica de curto prazo a partir de um ensemble de previsões disponibilizadas pelo SINTEGRE," em *XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, 2022.
- [29] R. P. Caldas, A. C. G. Melo, J. F. Pessanha e D. Falcão, "Um modelo de previsão de curto prazo de energia solar fotovoltaica, usando máquina de vetores de suporte (SVM)," em *XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, 2019.
- [30] J. F. Pessanha, A. C. Melo, R. P. Caldas e D. M. Falcão, "A Methodology for Joint Data Cleaning of Solar Photovoltaic Generation and Solar Irradiance," em *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Liege, 2020.
- [31] B. P. Cotia, C. L. Borges e A. L. Diniz, "Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 113, pp. 539-548, 2019.
- [32] C. P. Trama, A. O. Pereira Junior, A. P. Guimarães, A. L. Diniz e L. S. Vieira, "Cost-Benefit Analysis of Solar Thermal Plants with Storage in a Hydrothermal System," *Energies*, vol. 14, p. 5662, 2021.
- [33] R. B. S. Santos, B. S. M. C. Borba e A. L. Diniz, "Avaliação dos impactos da introdução da resposta demanda na programação diária da operação do sistema hidrotérmico brasileiro," em *XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, 2022.
- [34] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Desmistificando o REE," Apresentação no Workshop do GT Metodologia, 13 de dezembro de 2021.
- [35] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Plano da Operação Energética 2021/2025 - PEN 2021 - Relatório das condições de atendimento," RT - ONS DPL 0492/2021, 2021.
- [36] CEPEL - Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, "Nota Técnica nº 58 (revisão 1): Aprimoramento do Modelo Equivalente de Energia para Representação de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados com Vínculo Hidráulico," em *"Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas em 2010", Relatório Técnico CEPEL 46538/2010*, 2010.
- [37] M. E. P. Maceira, V. S. Duarte, D. D. J. Penna e M. P. Tcheou, "An approach to consider hydraulic coupled systems in the construction of equivalent reservoir model in hydrothermal operation planning," em *17th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Stockholm, 2011.
- [38] P. S. Simon, A. L. Diniz, C. L. V. Vasconcellos e D. D. J. Penna, "Proposta de uma nova função de acoplamento hidráulico entre reservatórios equivalentes em problemas de planejamento hidrotérmico de médio prazo," *XXIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba, 2017.
- [39] A. L. M. Marcato, "Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte," Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PUC/Rio, 2002.

- [40] M. E. P. Maceira, C. B. Cruz, D. J. Penna, A. L. Diniz, F. Treistman e T. C. Justino, "Representação de usinas hidrelétricas individualmente e de forma agregada na programação dinâmica dual estocástica - A abordagem híbrida," em *XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, 2019.
- [41] R. J. Charbeneau, "Comparison of the two-and three-parameter log-normal distributions used in streamflow synthesis," *Water Resources Research*, vol. 14, nº 1, pp. 149-150, 1978.
- [42] N. V. Arvanitidis e J. Rosing, "Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, nº 2, pp. 319-326, 1970.
- [43] L. A. Terry, M. V. Pereira, T. A. Araripe Neto, L. F. C. A. Silva e P. R. H. Sales, "Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System," *Interfaces*, vol. 16, nº 1, pp. 16-38, 1986.
- [44] M. P. Tcheou, R. N. Cabral, D. D. J. Penna, V. S. Duarte e M. E. Maceira, "Modelagem da função de perdas a fio d'água através do MARS (Multivariate Adaptive Regression Splines)," em *XII SEPOPE --Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Rio de Janeiro, 2012.
- [45] R. J. Pinto e C. L. T. Borges, "An Efficient Parallel Algorithm for Large Scale Hydrothermal System Operation Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, nº 4, pp. 4888-4896, 2013.
- [46] V. de Matos, A. B. Philpott e E. C. Finardi, "Improving the Performance of Stochastic Dual Dynamic Programming," *Journal of Computational and Applied Mathematics*, vol. 290, pp. 196-208, 2015.
- [47] A. L. Diniz, M. E. Maceira, R. J. Pinto, C. L. Vasconcellos, D. D. J. Penna e C. B. Cruz, "Estratégia de seleção de cortes de Benders para redução do tempo computacional da programação dinâmica dual estocástica," Relatório Técnico CEPEL nº 11138, 2017.
- [48] V. L. de Matos, E. C. Finardi e E. L. da Silva, "Comparison between the energy equivalent reservoir per subsystem and per cascade in the long-term operational planning in Brazil," em *Engineering and Optimization Conference*, Rio de Janeiro, 2008.
- [49] M. I. Ennes, D. D. Penna, M. E. Maceira, A. L. Diniz e C. L. V. Vasconcellos, "Representação de subsistemas e submercados de forma diferenciada no planejamento da operação hidrotérmica," em *XXII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Brasília, 2013.
- [50] CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico -, "Validação da nova versão do modelo NEWAVE com representação de REEs e definição da configuração de REEs a ser adotada," em *Ata de Reunião Plenária*, 14 de Setembro de 2015.
- [51] A. L. Diniz, M. E. Maceira e M. P. Tcheou, "Proposta de Modelagem do Despacho das Usinas Térmicas à GNL nos Modelos DECOMP e NEWAVE," Relatório Técnico CEPEL 36587/09, 2009.
- [52] A. L. Diniz e M. E. Maceira, "Multi-lag Benders decomposition for power generation planning with nonanticipativity constraints on the dispatch of LNG thermal plants," em *Stochastic Programming - Applications in Finance, Energy, Planning and Logistics.*, H. I. Gassmann e W. T. Ziemba, Eds., World Scientific, 2013.
- [53] M. E. Maceira e C. V. Bezerra, "Stochastic Streamflow model for Hydroelectric Systems," em *5th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems -PMAPS*, Vancouver, 1997.

- [54] F. Treistman, M. E. Maceira e J. M. Damazio, "Proposta Metodológica para o Aprimoramento da Memória de Modelos Auto-Regressivos Periódicos," Relatório Técnico CEPEL no 1416/2020, 2020.
- [55] M. V. F. Pereira e L. M. V. G. Pinto, "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning," *Mathematical Programming*, vol. 52, nº 1-3, pp. 359-375, 1991.
- [56] M. E. Maceira, "Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos," Relatório Técnico CEPEL 237/93, 1993.
- [57] D. D. J. Penna, M. E. Maceira, J. M. Damazio e A. L. Diniz, "Aplicação de Reamostragem de Cenários Hidrológicos na Definição da Estratégia de Operação Energética de Médio Prazo," em *XII SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Rio de Janeiro, 2012.
- [58] A. Philpott e Z. Guan, "On the convergence of stochastic dual dynamic programming and related methods," *Operations Research Letters*, vol. 36, nº 4, pp. 450-455, 2008.
- [59] A. Philpott e V. L. de Matos, "Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion," *European Journal of Operational Research*, vol. 218, nº 2, pp. 470-483, 2012.
- [60] A. Shapiro, W. Tekaya, J. P. Costa e M. P. Soares, "Risk neutral and risk averse Stochastic Dual Dynamic Programming method," *European journal of operational research*, vol. 224, nº 2, pp. 375-391, 2013.
- [61] M. E. Maceira, L. G. B. Marzano, D. D. J. Penna, A. L. Diniz e T. C. Justino, "Application of CVaR risk aversion approach in the expansion and operation planning and for setting the spot price in the Brazilian hydrothermal interconnected system," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 72, pp. 126-135, 2015.
- [62] J. D. Little, "The use of storage water in a hydroelectric system," *Operations Research*, vol. 3, nº 2, pp. 187-197, 1955.
- [63] J. Kelman, J. R. Stedinger e L. A. Cooper, "Sampling stochastic dynamic programming applied to reservoir operation," *Water Resources Research*, vol. 26, pp. 447-454, 1990.
- [64] J. A. Tejada-Guibert, J. A. Johnson e J. R. Stedinger, "The Value of Hydrologic Information in Stochastic Dynamic Programming Models of a Multireservoir System," *Water Resources Research*, vol. 31, nº 10, pp. 2571-2579, 1995.
- [65] J. R. Birge, "Decomposition and partitioning methods for multistage stochastic linear programs," *Operations Research*, vol. 33, nº 5, pp. 989-1007, 1985.
- [66] M. E. P. Maceira, C. B. Cruz, J. M. Damazio, A. C. G. Melo, A. L. Diniz e F. Treistman, "Consideração do Modelo Auto-Regressivo Periódico Anual (PAR(p)-A) no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica," Relatório Técnico CEPEL no 2002/2020, 2020.
- [67] A. L. Diniz e C. B. Cruz, "Revisão da construção dos cortes de Benders ao considerar o Modelo Autorregressivo Periódico Anual (PAR(p)-A) no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica," Relatório Técnico CEPEL 1941/2021, 2021.
- [68] D. D. L. Jardim, M. E. Maceira e D. M. Falcão, "Stochastic streamflow model for hydroelectric systems using clustering techniques," em *IEEE Power Tech Conference*, Porto, 2001.

- [69] D. D. J. Penna, M. E. Maceira e D. M. Falcão, "Selective sampling applied to long-term hydrothermal generation planning," em *17th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2011.
- [70] A. L. Diniz e M. E. Maceira, "A Four-Dimensional Model of Hydro Generation for the Short-Term Hydrothermal Dispatch Problem Considering Head and Spillage Effects," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, nº 3, pp. 1298-1308, 2008.
- [71] A. L. Diniz, M. P. Tcheou e M. E. P. Maceira, "Uma abordagem direta para consideração do CVAR no problema de planejamento da operação hidrotérmica," em *XII SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Rio de Janeiro, 2012.
- [72] CEPEL - Centro de Pesquisa em Energia Elétrica, "Nota Técnica nº66: Mecanismos Alternativos de Aversão a Risco – Valor Condicionado a um Dado Risco," em *Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas em 2012 e 2013*, Relatório Técnico CEPEL 37714/2013, 2013.
- [73] T. C. Justino, A. C. G. Melo, M. E. P. Maceira, C. B. Cruz e N. Maculan, "Representação de Medidas de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Problema do Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados," em *XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, 2019.
- [74] S. Rebennack, "Combining Sampling-based and Scenario-based Nested Benders' Decomposition Methods: Application to Stochastic Dual Dynamic Programming," *athematical programming*, vol. 156, nº 1, pp. 343-389, 2016.
- [75] G. L. M. Fredo, E. C. Finardi, P. V. Larroyd e L. B. Picarelli, "Inflow Aggregation and Run-of-the-River Inflow Energy for Reducing Dimensionality in the Long-Term Generation Scheduling Problem," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 98542-98560, 2021.
- [76] P. V. Larroyd, R. Pedrini, F. Beltran, G. Teixeira, E. C. Finardi e L. B. Picarelli, "Dealing with Negative Inflows in the Long-Term Hydrothermal Scheduling Problem," *Energies*, vol. 1, pp. 1-19, 2022.
- [77] G. Fredo e E. C. Finardi, "Assessing solution quality and computational performance in the long-term generation scheduling problem considering different hydro production function approaches," *Renewable Energy*, vol. 131, pp. 45-54, 2019.
- [78] F. D. Machado, A. L. Diniz e C. T. Borges, "Asynchronous parallel stochastic dual dynamic programming applied to hydrothermal generation planning," *Electric Power Systems Research*, vol. 191, p. 106907, 2021.
- [79] E. L. da Silva e E. C. Finardi, "Parallel processing applied to the planning of hydrothermal systems," *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*, vol. 14, nº 8, pp. 721-729, 2003.
- [80] J. R. Birge e F. V. Louveaux, "A multicut algorithm for two-stage stochastic linear programs," *European Journal of Operational Research*, vol. 34, nº 3, pp. 384-392, 1988.
- [81] D. Ávila, A. Papavasiliou e N. Löhdorf, "Parallel and distributed computing for stochastic dual dynamic programming," *Computational Management Science*, 2021.
- [82] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Modelo de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões - Manual de Referência - Modelo GEVAZP," 2018.

- [83] M. E. Maceira, A. C. G. Melo, J. F. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida e T. C. Justino, "Uma Abordagem para a Representação das Incertezas da Fonte de Geração Eólica no Modelo Newave," *Cadernos do IME – Série Estatística*, vol. 48, pp. 1-36, 2020.
- [84] M. E. Maceira, A. C. G. Melo, J. F. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida e T. C. Justino, "Considering Wind Uncertainties in the Long-Term Operation Planning of the Brazilian Power System," em *41st International Symposium on Forecasting - ISF*, online, 2021.
- [85] J. Zou, S. Ahmed e X. A. Sun, "Stochastic dual dynamic integer programming," *Mathematical Programming*, vol. 175, pp. 461-502, 2019.
- [86] M. N. Hjelmeland, J. Zou, A. Helseth e S. Ahmed, "Nonconvex Medium-Term Hydropower Scheduling by Stochastic Dual Dynamic Integer Programming," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, nº 1, pp. 481-490, 2019.
- [87] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Nota Técnica nº 12 : Consideração da variação temporal da cota média do canal de fuga das usinas hidrelétricas no sistema equivalente de energia," em *Notas técnicas do projeto NEWAVE - anos 2005 e 2006*, Relatório Técnico CEPEL 53694/06, 2006.
- [88] CEPEL - Centro de Pesquisa em Energia Elétrica, ""Nota Técnica nº63: Variação do Canal de Fuga no Cálculo do Sistema Equivalente de Energia," em *Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas em 2010*, Relatório Técnico CEPEL 46538/2010, 2010.
- [89] M. I. Ennes, A. L. Diniz e T. N. Santos, "Consideração da evaporação nos reservatórios nos modelos SIMHIDR E DESSEM-PAT," Relatório Técnico CEPEL DP/DEA 14047/10, Rio De Janeiro, 2010.
- [90] S. H. Cunha, S. Prado e J. P. Costa, "Modelagem da produtividade variável de usinas hidrelétricas com base na construção de uma função de produção energética," em *XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, ABRH, anais 2, 391-397*, Vitória, 1997.
- [91] C. L. Vasconcellos, A. L. Diniz, M. E. Maceira e C. L. T. Borges, "Aprimoramentos na metodologia de superfície de aversão a risco (nova SAR) para o problema de planejamento de longo/médio prazo da operação de sistemas hidrotérmicos," em *XXIV SNTPEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba, 2017.
- [92] CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, "Avaliação da Representação do SIN em Reservatórios Equivalentes de Energia – REE," Relatório Técnico, 2015.
- [93] CEPEL - Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, "Manual de Referência - Modelo NEWAVE," 2001.
- [94] L. A. Terry e M. E. P. Maceira, "Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados com Acoplamento Hidráulico," 2001.
- [95] M. E. Maceira e C. M. Suanno, "Representação do Sistema Hidroelétrico, Patamares de Mercado e Evolução da Configuração Hidrotérmica no Modelo Newave," 1994.
- [96] L. A. Terry, M. E. Maceira, C. V. Mercio e V. S. Duarte, "Equivalent reservoir model for hydraulic coupled systems," em *IX SEPOPE --Symposium of Simposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, 2004.

- [97] M. E. Maceira, A. P. Costa e A. L. Marcato, "Programação Dinâmica Dual Estocástica aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências - por Modelos Auto-Regressivos Periódicos - Especificação Funcional - NEWAVE," 1999.
- [98] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Nota Técnica nº 52: Modelagem da função de perdas a fio d'água através de MARS (Multivariate Adaptive Regression Splines)," "Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas em 2010", Relatório Técnico CEPEL 46538/2010,, 2010.
- [99] J. H. Friedman, "Multivariate Adaptive Regression Splines," *The Annals of Statistics*, vol. 19, nº 1, pp. 1-67, 1991.
- [100] CEPEL - Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, "Nota Técnica nº 54 (revisão 2): Aprimoramento no Cálculo da Energia de Submotorização no Modelo NEWAVE," Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas em 2010", Relatório Técnico CEPEL 46538/2010, 2010.
- [101] CEPEL - Centro de Pesquisa em Energia Elétrica, "Nota Técnica nº64:(rv1): Aprimoramentos no cálculo da energia de submotorização no modelo NEWAVE," em *Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas em 2012 e 2013*, Relatório Técnico CEPEL 37714/2013, 2013.
- [102] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Nota técnica nº 31 – Variação temporal da restrição de vazão mínima obrigatória e consideração de penalidades ao não atendimento dessa restrição," em *Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas entre os anos de 2007 e 2009*, Relatório Técnico CEPEL 47530/09, 2009.
- [103] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Nota Técnica nº47: Consideração de penalidades ao não atendimento da restrição de vazão mínima obrigatória," em *Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas entre os anos de 2007 e 2009*, Relatório Técnico CEPEL 47530/09, 2009.
- [104] A. L. Diniz, M. E. Maceira, C. L. Vasconcellos e D. D. Penna, "A combined SDDP/Benders decomposition approach with a risk-averse surface concept for reservoir operation in long term power generation planning," *Annals of Operations Research*, vol. 292, nº 2, pp. 649-681, 2020.
- [105] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Consideração de Restrições Elétricas Internas aos Reservatórios Equivalentes de Energia - Nota Técnica nº 69, Projeto NEWAVE, Rev. 1," 2015.
- [106] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Alteração no cálculo dos coeficientes dos cortes de Benders em relação à energia de fio d'água," Nota Técnica nº 51 , Projeto NEWAVE,, 2010.
- [107] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Alteração na consideração da parcela a fio d'água da energia de outros usos," Nota Técnica nº 57 , Projeto NEWAVE, 2009.

15 COMPARATIVO ENTRE O NEWAVE HÍBRIDO E OS MODELOS SUISHI, DECOMP E DESSEM

Nesta seção faz-se uma comparação entre os aspectos considerados no NEWAVE híbrido e nos demais modelos de otimização energética do Cepel que empregam uma modelagem individualizada das usinas hidrelétricas. Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, apresentam-se os aspectos gerais do problema e, na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, os aspectos referentes à modelagem das usinas hidrelétricas.

Tabela 15.1 - Comparação geral entre os aspectos do problema representados no NEWAVE híbrido e os representados nos demais modelos a usinas individualizadas.

COMPONENTE	NEWAVE híbrido	SUISHI	DECOMP	DESSEM
Usinas hidrelétricas individualizadas	✓	✓	✓	✓
Usinas de bombeamento	X	✓	✓	✓
Canal de desvio	X	X	✓	✓
Usinas térmicas	✓	✓	✓	✓
Usinas térmicas a GNL	✓	✓	✓	✓
Usinas eólicas	✓	Ger. fixa	✓	✓
Usinas solares	Ger. fixa	Ger. fixa	Ger. fixa	✓
Armazenamento de energia	X	X	X	✓
Gerações fixas não despachadas centralizadamente	✓	✓	✓	✓
Comercialização de energia (contratos de importação e exportação)	X	X	✓	✓
Submercados	✓	✓	✓	✓
Rede elétrica	Grandes troncos de transmissão	Grandes troncos de transmissão	Grandes troncos de transmissão	Rede Elétrica DC

Tabela 15.2 - Comparação entre os aspectos das usinas hidrelétricas individualizadas representados no NEWAVE híbrido e nos demais modelos a usinas individualizadas.

RESTRIÇÃO/REPRESENTAÇÃO	NEWAVE híbrido	SUISHI	DECOMP	DESSEM
Balanco hidráulico	✓	✓	✓	✓
Função de produção hidrelétrica	✓ FPHA	✓ FPHA Exata	✓ FPHA	✓ FPHA
Evaporação	✓ Linear	✓ Exata	✓ Linear	✓
Geração hidráulica mínima e máxima	✓	X Limitação por meio de qmin e qmax	✓	✓
Turbinamento máximo	✓	✓	✓	✓
Volume de espera	✓	✓	✓	✓
Armazenamento mínimo (CAR)	✓	✓ Somente otimizador	✓	✓
Defluência mínima	✓	✓	✓	✓
Geração de 50HZ de Itaipu	X	X	✓	✓
Soleira de vertedouro e desvio	X	✓	✓	✓
Restrições RHQ	X	X	✓	✓
Restrições RHV (Restrições envolvendo armazenamentos, defluência, retirada de água, bombeamento)	X	X	✓	✓
RHA Afluência mínima	X	X	✓	✓
Retirada de água	✓	✓	✓	✓
Manutenção programada de hidráulicas	✓	✓	✓	✓
Fator de disponibilidade de hidráulicas	✓	✓	✓	✓
Limites de bombeamento	x	✓	✓	✓
Enchimento de volume morto	✓ Somente na simulação final	✓	✓	✓
Tempo de viagem	x	x	✓	✓
Alteração de cadastro	✓	✓	✓	✓
Restrição de defluência mínima histórica	✓	✓	✓	✓
Restrições elétricas	✓ Somente restrições elétricas hidráulicas	x	✓	✓

16 NOMENCLATURA

α_t	Valor esperado do custo total de operação do estágio t até o final do período de planejamento T , também chamado de função de custo futuro do estágio t ;
$GHC_{t,i,c}$	Geração hidráulica controlável do reservatório equivalente i , para o patamar de carga c , no estágio t ;
$GFIOL_{t,i}$	Geração hidráulica não controlável do reservatório equivalente i , no estágio t ;
$GHU_{t,k,c}$	Geração hidráulica da usina hidrelétrica k , no estágio t e patamar de carga c ;
$GT_{t,icl,c}$	Geração da classe térmica $iclt$, para o patamar de carga c , no estágio t ;
$GEOL_{t,ieol,c}$	Geração da eólica $ieol$, para o patamar de carga c , no estágio t ;
$INT_{t,j,m,c}$	Intercâmbio de energia do subsistema j para o subsistema m , para o patamar de carga c , no estágio t ;
$DEF_{t,m,idef,c}$	Energia não suprida no subsistema m , para o patamar de déficit $idef$, para o patamar de carga c , no estágio t ;
$EXC_{t,m,c}$	Excesso de energia associado à equação de atendimento à demanda do subsistema m , para o patamar de carga c , no estágio t ;
$merc_{t,m}$	Mercado de energia do subsistema m , no estágio t ;
$cadic_{t,m}$	Carga adicional do subsistema m , no estágio t ;
$EARM_{t,i}$	Energia armazenada no reservatório equivalente i no início do estágio t ;
$VARM_{t,k}$	Volume armazenado no reservatório da usina hidrelétrica k no início do estágio t ;
$vmin_{t,k}$	Volume mínimo da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$vutil_{t,k}$	Volume útil da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$earmxve_{t,i}$	Energia armazenada máxima considerando volume de espera no reservatório equivalente i no estágio t ;
$varmxve_{t,k}$	Volume armazenado máximo considerando volume de espera na usina hidrelétrica k no estágio t ;
$ENA_{t,i}$	Energia afluyente do reservatório equivalente de energia i , no estágio t ;
$VAF_{t,k}$	Volume afluyente a usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$pin_{t,k}$	Potência instalada na usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$prod_{t,k}$	Produtibilidade equivalente (do volume mínimo ao volume máximo) da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$qturmax_{t,k}$	Turbinamento máximo na usina hidrelétrica k , no estágio t ;

$qtur_{t,k}$	Engolimento máximo das turbinas da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$qger_{t,k}$	Engolimento máximo dos geradores da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$qef_{t,k}$	Vazão efetiva da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$kturb_k$	Constante que depende do tipo de turbina da usina hidrelétrica k . Igual a 0.5 se o tipo da turbina for Francis ou Pelton, e igual a 0.2 se o tipo da turbina é Kaplan.
$heq_{t,k}$	Altura de queda equivalente da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$h_{65\%t,k}$	Altura de queda equivalente a 65% do volume útil da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$hnc_{t,k}$	Altura de queda nominal do conjunto de máquinas da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$teif_{t,k}$	Taxa efetiva de indisponibilidade forçada da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$ip_{t,k}$	Taxa de indisponibilidade programada da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$\gamma_{t,i}$	Fator de separação das energias afluentes controlável e fio d'água no reservatório equivalente i , no estágio t . Corresponde a parcela controlável;
$fpeng_{t,c}$	Fator de ponderação da energia associada ao patamar de carga c ;
$pcarga_{t,m,c}$	Profundidade do patamar de mercado em p.u. da demanda média do subsistema m , para o patamar de carga c , no estágio t ;
$peol_{t,ieol,c}$	Profundidade do patamar de eólica $ieol$ em p.u., para cada patamar de carga c , por estágio t ;
$fc_{t,i}$	Fator de correção da energia controlável que é função da energia armazenada no início do estágio t no reservatório equivalente i ;
$ec_{t,i}$	Energia afluyente controlável do reservatório equivalente i , no estágio t ;
$EVERT_{t,i}$	Energia vertida do reservatório equivalente i , no estágio t ;
$EVM_{t,i}$	Energia de enchimento de volume morto do reservatório equivalente i , no estágio t ;
$VTUR_{t,k,c}$	Volume turbinado pela usina hidrelétrica k , no estágio t e patamar de carga c ;
$VVER_{t,k,c}$	Volume vertido pela usina hidrelétrica k , no estágio t e patamar de carga c ;
$VRET_{t,k}$	Volume retirado da usina hidrelétrica k , no estágio t para outros usos da água;
$VEVAP_{t,k}$	Volume evaporado na usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$kvp_{t,k}$	Coefficiente de evaporação da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$evap_{t,i}$	Energia evaporada no reservatório equivalente i . Essa variável é função da energia armazenada no início do estágio t ;
$DSVC_{t,i,c}$	Perda de energia controlável no reservatório equivalente i , no patamar de carga c , no estágio t ;

$DSVF_{t,i,c}$	Perda de energia nas usinas à fio d'água no reservatório equivalente i , no patamar de carga c , no estágio t ;
$ghmax_{t,i}$	Geração hidráulica máxima do reservatório equivalente i , no estágio t ;
$ghmin_{t,i}$	Geração hidráulica mínima do reservatório equivalente i , para o patamar de carga c , no estágio t ;
$ghminu_{t,k}$	Geração hidráulica mínima da usina hidrelétrica k , durante o patamar de carga c , no estágio t ;
$submot_{t,m}$	Energia de submotorização do subsistema m , no estágio t ;
$pquis_{t,m}$	Geração das não despachadas centralizadamente do subsistema m , no estágio t ;
$gtmin_{t,icl,c}$	Geração da classe térmica icl , do subsistema m , para o patamar de carga c , no estágio t ;
$SGT_{t,m,c,l}$	Geração térmica antecipada do subsistema m , para o patamar de carga c , definida no estágio t ;
$PFIO_{t,i}$	Vertimento associado às usinas à fio d'água no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$a_{t,i,k}^{PFIO}$	Coefficiente angular da reta k para representar as perdas a fio d'água no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$b_{t,i,k}^{PFIO}$	Termo independente da reta k que representa as perdas a fio d'água no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$car_{t,i}$	Curva guia de aversão a risco para o reservatório equivalente i , no estágio t ;
$caruhe_{t,k}$	Volume mínimo de aversão a risco para a usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$MXU_{t,k}$	Máxima violação da restrição de volume mínimo operativo da usina hidrelétrica k , até o estágio t ;
$MX_{t,i}$	Máxima violação da restrição de energia armazenada mínima do REE i , até o estágio t ;
$\overline{gt}_{t,j}$	Geração térmica máxima da usina j ;
$\delta_{t,i,c}^{GHMIN}$	Violação da restrição de geração hidráulica mínima no reservatório equivalente i , para o patamar de carga c , no estágio t ;
$\delta_{t,k,c}^{GHMINU}$	Violação da restrição de geração hidráulica mínima na usina hidrelétrica k , durante o patamar de carga c do estágio t ;
$\delta_{t,i}^{EARM}$	Violação da restrição de armazenamento mínimo operativo no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$\delta_{t,i}^{DSVC}$	Violação da restrição de desvio de energia controlável no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$\delta_{t,i}^{DSVF}$	Violação da restrição de desvio de energia nas usinas à fio d'água no reservatório equivalente i , no estágio t ;

$\delta_{t,k}^{+RET}$	Violação positiva da restrição de retirada ou acréscimo de água na usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$\delta_{t,k}^{-RET}$	Violação negativa da restrição de retirada ou acréscimo de água na usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$\delta_{t,i}^{EVMIN}$	Violação da restrição de vazão mínima no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$\delta_{t,k}^{QMIN}$	Violação da restrição de vazão mínima na UHE k , no estágio t ;
$\delta_{t,k,ifpha}^{FPHA}$	Violação da restrição de FPHA do hiperplano $ifpha$ da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$\delta_{t,k}^{VARM}$	Violação da restrição de volume mínimo operativo da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$CORTE_{t,ieol,c}$	Montante de corte de geração da eólica $ieol$, para o patamar de carga c , no estágio t ;
$m_{t,i,1}^{EVMIN}$	Meta de vazão mínima nível 1 no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$m_{t,i,2}^{EVMIN}$	Meta de vazão mínima nível 2 no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$m_{t,k,1}^{QMIN}$	Meta de vazão mínima nível 1 na usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$m_{t,k,2}^{QMIN}$	Meta de vazão mínima nível 2 na usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$\delta_{t,i,j,c}^{INTMIN}$	Violação da restrição de intercâmbio mínimo do subsistema i para o subsistema j , para o patamar de carga c , no estágio t ;
$m_{t,i}^{DSVC}$	Meta de desvio controlável no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$m_{t,i}^{DSVF}$	Meta de desvio fio no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$m_{t,k}^{RET}$	Meta de retirada ou acréscimo de água na usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$k_{a,b}$	Fator específico para agrupamento de intercâmbio;
$limagp_{a,b}$	Limite de agrupamento de intercâmbio entre os subsistemas a e b ;
$f_{t,k,ifpha}^{FPHA}$	Fator de correção para minimizar o desvio quadrático médio entre a FPH e a FPHA ₀ nos pontos de discretização;
$\omega_{t,k,ifpha}^{FPHA,0}$	Coefficiente independente de cada hiperplano $ifpha$ da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$\omega_{t,k,ifpha}^{FPHA,VARM}$	Coefficiente associado ao volume armazenado médio de cada hiperplano $ifpha$ da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$\omega_{t,k,ifpha}^{FPHA,VTUR}$	Coefficiente associado ao volume turbinado de cada hiperplano $ifpha$ da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
$\omega_{t,k,ifpha}^{FPHA,VVER}$	Coefficiente associado ao volume vertido de cada hiperplano $ifpha$ da usina hidrelétrica k , no estágio t ;
β	Taxa de desconto;

$CTERM_{t,icl}$	Custo de geração da classe térmica icl no estágio t ;
$CDEF_{t,m,idef}$	Custo de não atendimento à demanda de energia do subsistema m e do patamar de déficit $idef$ no estágio t ;
PEN^{GHMIN}	Penalidade por violação da restrição de geração hidráulica mínima;
PEN^{GHMINU}	Penalidade por violação da restrição de geração hidráulica mínima das usinas hidrelétricas;
PEN^{EARM}	Penalidade por violação da restrição de armazenamento mínimo operativo;
PEN^{DESV}	Penalidade por violação da restrição de retirada de água para outros usos;
PEN_i^{EVMIN}	Penalidade por violação da restrição de vazão mínima em seu i -ésimo patamar ($i=1$ e 2);
PEN^{INTMIN}	Penalidade por violação da restrição de intercâmbio mínimo;
p^{PFIO}	Micropenalidade, interna ao modelo, aplicada aos vertimentos a fio d'água dos REEs;
p^{EVERT}	Micropenalidade, interna ao modelo, aplicada aos vertimentos controláveis dos REEs;
p^{INT}	Micropenalidade, interna ao modelo, aplicada aos intercâmbios entres subsistemas;
p^{EXC}	Micropenalidade, interna ao modelo, aplicada aos excessos de energia nos submercados;
p^{COREOL}	Micropenalidade, interna ao modelo, aplicada aos cortes de geração eólica;
$a_{t,ieol,i}^{FTE}$	Coefficiente angular da função de transferência eólica (FTE) da eólica $ieol$, para cada patamar de carga c , por estágio t ;
$b_{t,ieol,i}^{FTE}$	Coefficiente linear da função de transferência eólica (FTE) da eólica $ieol$, para cada patamar de carga c , por estágio t ;
$VENTO_{t,ieol}$	Velocidade de vento da eólica $ieol$, para cada patamar de carga c , por estágio t ;
$NSBM$	Número de subsistemas;
$NREE$	Número de reservatórios equivalentes;
$NUHE$	Número de usinas hidrelétricas;
$NCLT_m$	Número de classes térmicas do subsistema m ;
$NPMC$	Número de patamares de carga;
$NPDF$	Número de patamares de déficit;
$NEOL$	Número de usinas/parques eólicos;
$MORD$	Ordem máxima do modelo estocástico PAR(p);
$LAGMAX$	Número máximo de períodos para antecipação térmica das usinas a GNL;
$\pi_{EARM}^{i,j}$	Multiplicador simplex ou variável dual associada ao nível de energia armazenada no reservatório equivalente i , referente ao j -ésimo corte de Benders;

$\pi_{VARM}^{k,j}$	Multiplicador simplex ou variável dual associada ao volume armazenado no reservatório da usina hidrelétrica k , referente ao j -ésimo corte de Benders;
$\pi_{EAFp}^{i,j}$	Multiplicador simplex ou variável dual associada à energia afluyente nos estágios anteriores no reservatório equivalente i , referente ao j -ésimo corte de Benders;
$\pi_{VAFLP}^{k,j}$	Multiplicador simplex ou variável dual associada à volume afluyente nos estágios anteriores na usina hidrelétrica k , referente ao j -ésimo corte de Benders;
$\pi_{GNL}^{m,c,j}$	Multiplicador simplex ou variável dual associada antecipação térmica no subsistema m , no patamar de carga c , referente ao j -ésimo corte de Benders;
$\pi_{MXVM}^{i,j}$	Multiplicador simplex ou variável dual associada a máxima violação do armazenamento mínimo no reservatório equivalente i , referente ao j -ésimo corte de Benders;
$\pi_{MXUVM}^{k,j}$	Multiplicador simplex ou variável dual associada a máxima violação do armazenamento mínimo no reservatório da usina hidrelétrica k , referente ao j -ésimo corte de Benders;
π_{MXSAR}^j	Multiplicador simplex ou variável dual associada a máxima violação da SAR referente ao j -ésimo corte de Benders;
W^i	Constante;
$perdc_{t,i,c}$	Perda hidráulica controlável no reservatório equivalente i , no patamar de carga c e no estágio t ;
$perdf_{t,i,c}$	Perda hidráulica fio d'água no reservatório equivalente i , no patamar de carga c e no estágio t ;
$perdt_{t,icl,c}$	Perda térmica na classe térmica icl , no patamar de carga c e no estágio t ;
$perdi_{t,j,m,c}$	Perda por intercâmbio do submercado j para o m no patamar de carga c e no estágio t ;