

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL

Relatório Técnico



Nº/Ano: 23451/2012 **Nº de Páginas:** 22 **Nº de Anexos:**

Título: IMPLEMENTAÇÃO DE RESTRIÇÕES DE METAS SEMANAIS NO MODELO DESSEM-PAT PARA ACOPLAMENTO ADICIONAL COM O MODELO DECOMP.

Departamento ou Divisão: Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente - DEA

Área de Responsabilidade: B200 **Conta de Apropriação:** 1399

Cliente: Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRAS Av. Presidente Vargas, 409 – 12º andar 20071-003 – Rio de Janeiro / RJ Atenção: Sr. Egidio Schoenberger	Equipe de Acompanhamento: Luis Ernesto Areias – ELETROBRAS Renata Leite Falcão - ELETROBRAS
--	--

Resumo:
Este Relatório descreve a implementação de restrições de metas semanais de geração térmica e recebimento de energia dos subsistemas no modelo DESSEM-PAT. Esta funcionalidade tem como objetivo promover um acoplamento adicional entre os modelos DECOMP e DESSEM-PAT, de forma a garantir uma maior aderência entre os resultados dos dois modelos. Os resultados mostram a boa performance dessa estratégia, em relação ao atendimento das metas, mantendo praticamente o mesmo tempo computacional anterior, na modalidade de Estágio Único.

Autores:
Tiago Norbiato dos Santos – PUC-RJ
André Luiz Diniz Souto Lima – CEPEL

Palavras-Chave:
Programação diária da operação, programação linear, acoplamento entre as etapas de planejamento.
Classificação: Controlado

Gerente de Projeto

Nome: André Luiz Diniz Souto Lima
Tel.: 21-2598-6046 **Fax:** 21-2598-6482
E-mail: diniz@cepel.br

Chefe do Departamento

Nome: Maria Elvira Piñeiro Maceira
Tel.: 21-2598-6454 **Fax:** 21-2598-6482
E-mail: elvira@cepel.br

Aprovação

Roberto Pereira Caldas
Diretor de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
18 / 07 / 12

CEPEL

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Projeto DESSEM

Relatório Técnico:

**IMPLEMENTAÇÃO DE RESTRIÇÕES DE METAS
SEMANAIS NO MODELO DESSEM-PAT PARA
ACOPLAMENTO ADICIONAL COM O MODELO
DECOMP**

Índice

Índice	ii
Siglas e Nomenclatura.....	iii
Notação:.....	iv
1. Introdução	1
2. Acoplamento entre as Etapas de Planejamento da Operação	3
2.1. DECOMPOSIÇÃO DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	3
2.2. FORMAS DE ACOPLAMENTO.....	3
2.2.1. <i>Abordagem por Valores da água (Dual):</i>	4
2.2.2. <i>Abordagem por metas de operação (Primal):</i>	4
2.2.3. <i>Abordagem proposta: híbrida</i>	5
3. Metas Semanais para Acoplamento Entre os Modelos	6
3.1. CONCEITO.....	6
3.2. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	9
3.3. IMPACTO NA ESTRATÉGIA DE RESOLUÇÃO DO PROBLEMA	10
4. Arquivos.....	11
4.1. DADOS DE ENTRADA	11
4.2. RELATÓRIOS DE SAÍDA	12
5. Resultados Numéricos	14
5.1. IMPACTO NA OPERAÇÃO.....	14
5.2. IMPACTO NO TEMPO DE PROCESSAMENTO	15
6. CONCLUSÕES.....	17
7. REFERÊNCIAS.....	18

Siglas e Nomenclatura

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro;
SIN:	Sistema Interligado Nacional Brasileiro;
PPL:	Problema de Programação Linear;
FCF:	Função de Custo Futuro;
PMO:	Programa Mensal da Operação
PDO:	Programação Diária da Operação;
Período:	Intervalo de tempo na discretização do problema;
Horizonte:	Soma das durações de todos os períodos: corresponde ao horizonte de tempo ao longo do qual se deseja realizar a programação do sistema.

Notação:

GH_i^t :	Geração da usina hidroelétrica i , no instante t ;
GT_i^t :	Geração da usina termoelétrica i , no instante t ;
REC_i^t :	Recebimento de energia do subsistema i , no instante t ;
INT_{ij}^t :	Intercâmbio líquido de energia entre o subsistema i e j , no instante t ;
D :	Variável de desvio de meta;
F :	Variável de folga para violação de meta;
Fob :	Função Objetivo;
PD :	Custo unitário para a variável de desvio para as metas;
PF :	Custo unitário para a variável de folga de violação das metas;
$nmeta$:	Número total de metas semanais;
$META_j$:	Valor de meta para a j -ésima entidade;
T :	Número de intervalos de tempos;
mt_i :	índice da restrição de meta associada à usina i ;
ms_i :	é o índice da restrição de meta para o subsistema i ;

1. INTRODUÇÃO

O Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) utiliza uma cadeia de modelos energéticos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) para coordenar o Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN). Nesta cadeia, utiliza-se para o planejamento de médio prazo o modelo NEWAVE, para o curto prazo o modelo DECOMP e, para o curtíssimo prazo, está em validação o modelo DESSEM-PAT.

Em cada modelo, resolve-se um problema de programação linear (PPL), determinístico ou estocástico, com o objetivo de minimizar o custo total de operação, representado pela soma dos custos de geração termoelétrica e eventuais custos de déficit. Em particular, nos modelos DECOMP e DESSEM-PAT, como o horizonte de planejamento não é muito longo, minimiza-se a soma do custo presente (custo de geração térmica ao longo do período) com o custo futuro, definido por uma Função de Custo Futuro (FCF) calculada pelos modelos NEWAVE e DECOMP, respectivamente. Esta FCF fornece uma estimativa do custo de operação do sistema após o horizonte de estudo, em função do estado final do sistema (armazenamento nos reservatórios e, no caso do NEWAVE, também as afluências passadas), garantindo o acoplamento entre os modelos.

O Programa Mensal da Operação Energética (PMO) é elaborado pelo ONS com a participação dos Agentes envolvidos, utilizando os modelos computacionais NEWAVE e DECOMP. Os estudos do PMO, realizados em base mensal, sendo o primeiro mês discretizado em intervalos de tempos semanais, são revistos semanalmente e tem como principais resultados o despacho térmico e metas de intercâmbio entre subsistemas a serem seguidas nas etapas de Programação Diária da Operação (PDO) e da operação em tempo real. Todavia, constatou-se a necessidade de um detalhamento da representação do problema, como uma etapa intermediária entre os resultados do PMO e a PDO. Tendo em vista que o modelo DESSEM-PAT tem como característica exatamente este maior detalhamento da operação do SIN, vislumbrou-se a possibilidade do uso deste modelo inicialmente para este fim.

Nos estudos realizados pelo ONS, com este propósito, verificou-se um descolamento entre a operação determinada pelo modelo DECOMP e os valores semanais associados à operação diária do modelo DESSEM-PAT. Esta diferença nos resultados dos modelos é esperada, pela própria representação mais detalhada da rede elétrica e das restrições operativas no segundo modelo. No entanto, para a utilização do modelo DESSEM-PAT como ferramenta de apoio ao propósito previsto, é interessante que haja uma aderência entre as estratégias de operação fornecidas pelos dois modelos.

Uma opção para aumentar a aderência entre os modelos é a introdução de metas semanais de geração térmica e/ou recebimento de energia para os subsistemas no acoplamento entre os modelos DECOMP e DESSEM-PAT, como uma informação adicional ao uso de uma FCF. Com isto, tem-se uma abordagem híbrida para o acoplamento entre os modelos, onde se leva em consideração, no modelo DESSEM-PAT, tanto a sinalização para os valores da água como as metas obtidas pelo modelo DECOMP. Como a imposição dessas metas semanais pode restringir muito a operação do modelo DESSEM-PAT e impedir que se otimize adequadamente os recursos de geração e transmissão no curtíssimo prazo, sugere-se que essas metas sejam consideradas através da definição de faixas operativas para as variáveis mencionadas anteriormente.

2. ACOPLAMENTO ENTRE AS ETAPAS DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

Devido à dificuldade, em termos matemáticos e computacionais, de se considerar de forma detalhada todos os aspectos referentes à Operação de Sistemas Hidrotérmicos em um único problema de otimização, o planejamento da operação pode ser decomposto em subproblemas. Em cada etapa, deve-se priorizar uma modelagem mais detalhada dos aspectos mais importantes para o horizonte de estudo e a discretização temporal correspondente [1]-[2].

2.1. Decomposição do Planejamento da Operação

Em geral, no longo prazo, as incertezas hidrológicas são modeladas em detalhe, enquanto as restrições das usinas são vistas de forma simplificada. À medida que se avança para o curto prazo, procura-se representar com mais detalhes a operação das usinas e a rede de transmissão, e há uma tendência em se abandonar a modelagem estocástica em favor de um tratamento determinístico do problema.

Como mencionado anteriormente, o Planejamento da Operação é realizado no Brasil pelo ONS de acordo com as seguintes etapas e modelos de otimização [1]:

- **Médio Prazo:** utiliza-se o modelo NEWAVE, com um horizonte de 5 anos, discretização mensal, representação das usinas em reservatórios equivalentes e aflúncias estocásticas;
- **Curto prazo:** utiliza-se modelo DECOMP, com um horizonte de 2 meses, discretização semanal/mensal, representação das usinas de forma individualizada, aflúncias determinísticas para as semanas do 1º mês e estocásticas para o 2º mês.;
- **Curtíssimo prazo:** encontra-se em processo de validação pelo ONS o modelo DESSEM-PAT, com horizonte de 1 semana, discretização em patamares cronológicos com duração variável, aflúncias determinísticas e uma representação detalhada da rede elétrica;

2.2. Formas de Acoplamento

A decomposição do problema de planejamento da operação requer um acoplamento entre as etapas, para que se consiga a otimização do problema como um todo, pelo menos de forma aproximada. A ordem de execução das etapas deve ser do modelo de maior para o de menor

horizonte. Diversas formas têm sido propostas para realizar esse acoplamento, podendo-se classificá-las em dois tipos:

2.2.1. Abordagem por Valores da água (Dual):

Fornece-se para o modelo subsequente na cadeia os chamados “valores da água” para as diversas usinas hidroelétricas, os quais indicam os benefícios incrementais no futuro, medidos a valor presente, de se manter água armazenada nos reservatórios ao final do horizonte de curto prazo. Estes valores podem ser fixos para cada reservatório [3], [4], [5] ou variar de acordo com o volume armazenado, segundo funções individuais por reservatório [6], [7]. Uma abordagem mais sofisticada consiste em se construir uma função de custo futuro (FCF) multivariada para o sistema, que relaciona o custo esperado de operação no futuro com o vetor de volumes armazenados em todos os reservatórios ao final do horizonte de curto prazo [1], [2], [8]. Este último tipo de acoplamento é o adotado na cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL.

2.2.2. Abordagem por metas de operação (Primal):

Baseia-se na ideia de que as decisões econômicas são tomadas pelos modelos de médio e curto prazo, sendo a função principal da programação de curtíssimo prazo garantir a viabilidade elétrica e energética da operação. Desta forma, definem-se metas de volume final [3], [9], de defluência [10], [11] ou de geração [12], [13] para as usinas hidroelétricas e/ou termoelétricas, sendo a primeira alternativa a mais adotada na literatura.

Ambas as abordagens apresentam vantagens e limitações. A abordagem dual dá maior liberdade para as decisões no modelo de curto prazo, por outro lado tem suas decisões operativas dependentes de um estabelecimento acurado dos valores da água ou da FCF. Já a abordagem por metas assegura ao planejador que as metas definidas na etapa acima serão atendidas tanto quanto possível pelo próximo modelo na cadeia, porém a obediência a essas metas pode promover um distanciamento grande em relação à solução ótima do problema sem a imposição de metas.

Essa última questão torna-se mais evidente não só quando a representação do sistema e das restrições é bem mais detalhada no modelo de menor horizonte em relação ao modelo de

maior horizonte, mas também porque as condições do sistema (afluências naturais às usinas hidroelétricas, disponibilidades de geração, etc.) no modelo de programação diária podem apresentar mudanças significativas em relação aos valores previstos inicialmente nos modelos de curto e médio prazos. Uma discussão de várias questões associadas ao acoplamento entre os modelos de planejamento é feita em [14].

2.2.3. Abordagem proposta: híbrida

A fim de se obter uma solução de melhor compromisso entre as duas abordagens, pode-se utilizar uma abordagem híbrida para o acoplamento entre os modelos DECOMP e DESSEM-PAT, que utilize não somente a FCF, com informações referentes aos valores da água, mas também observe metas semanais que reflitam alguns valores da operação do modelo DECOMP. Esta forma de acoplamento é bem mais complexa do que a mencionada em [14], onde se pode utilizar valores constantes da água por reservatório em conjunto com restrições de limite de armazenamento.

3. METAS SEMANAIS PARA ACOPLAMENTO ENTRE OS MODELOS

As metas têm como objetivo principal aumentar a aderência entre a operação dos modelos DECOMP e DESSEM-PAT, para a próxima semana. Elas devem ser vistas não como critério exclusivo para o acoplamento, mas sim como um complemento ao uso da FCF fornecida pelo modelo DECOMP.

3.1. Conceito

As metas são concebidas como uma restrição adicional no modelo DESSEM-PAT, na qual a soma, ao longo da semana, de um resultado para determinada variável da operação deve ser, idealmente, igual ao valor obtido no modelo DECOMP. Neste relatório é apresentado o uso de metas para dois resultados da operação: a geração das usinas termoeletricas e o recebimento de energia pelos subsistemas.

- **Geração das usinas termoeletricas:** o modelo DECOMP obtém, para cada usina e semana do 1º mês, um valor de geração em cada patamar de carga, a partir do qual é possível calcular um valor médio de geração semanal. Esses valores serão considerados como metas para a soma das gerações por usina ao longo dos patamares cronológicos da semana correspondente no modelo DESSEM-PAT.
- **Recebimento de energia de um subsistema:** No modelo DECOMP, a transmissão é representada de forma simplificada, através de intercâmbios de energia entre os subsistemas. A partir dos valores de energia exportados ou importados em cada intercâmbio, pode-se calcular o valor líquido para o “recebimento total de energia do subsistema”¹, conforme ilustrado na Figura 3.1. Da mesma forma que na geração termoeletrica, obtêm-se valores médios semanais por subsistema, que serão considerados como meta para a soma dos recebimentos de energia de cada subsistema ao longo dos patamares cronológicos da semana correspondente no modelo DESSEM-PAT.

¹ Valores negativos indicam saída de energia do subsistema i.

A Figura 3.2 apresenta exemplos de metas semanais incorporadas no modelo DESSEM-PAT, para uma usina termoeletrica de número 13 (GT_{13}) e para o recebimento do subsistema NE (REC_{NE}).

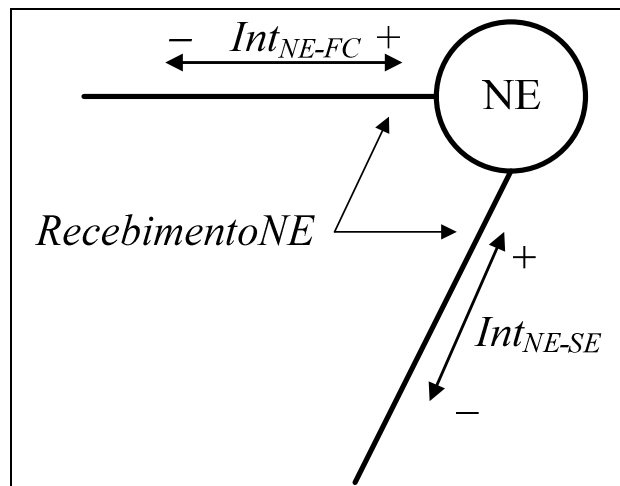


Figura 3.1 – Esquema de recebimento de energia de um subsistema.

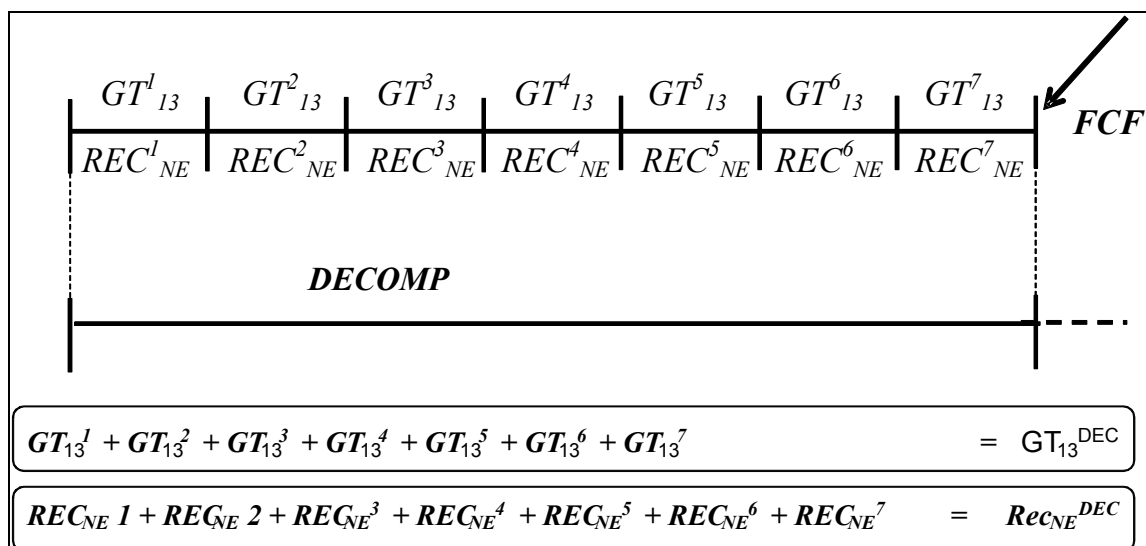


Figura 3.2 - Representação esquemática das restrições de metas para acoplamento entre os modelos DECOMP e DESSEM-PAT.

Variáveis de folga

A imposição de metas semanais rígidas possui dois inconvenientes: (i) elas podem "engessar" a operação do modelo, impedindo-o de buscar melhores soluções em termos de custo de operação durante a semana; (ii) essas restrições podem ser difíceis de serem atendidas ou até

mesmo tornar o problema inviável, ao conflitar com outras restrições particulares da PDO, que não são consideradas pelo modelo DECOMP. Por este motivo, deve-se inserir variáveis de folga que permitam desvios das metas semanais dentro de limites toleráveis. São definidos dois tipos de variáveis: variáveis de desvio (D) e de violação (F), conforme ilustrado na Figura 3.3.

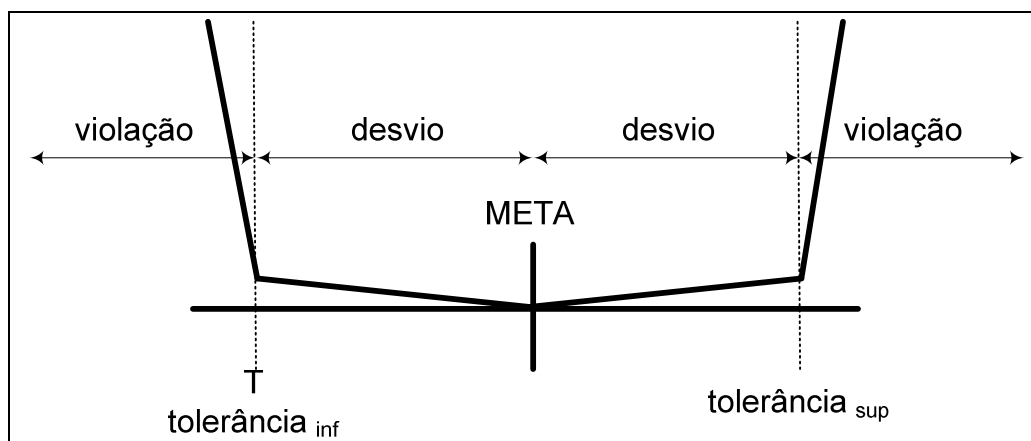


Figura 3.3 Custo das variáveis de folga – desvio (D) e violação (F) nas restrições das metas semanais incorporados no programa DESSEM-PAT

As variáveis de desvio permitem que o modelo obtenha uma operação que resulte em desvios das metas dentro de uma tolerância pré-definida. Quando acionado, esse tipo de variável provoca um pequeno aumento no custo da operação, desprezível quando comparado aos custos dos demais recursos do sistema, não interferindo na política econômica da operação. Desta forma, o modelo irá “preferir” operar em valores mais próximos da meta estabelecida, porém poderá desviar se for interessante do ponto de vista econômico.

As variáveis de violação representam uma inviabilidade de fato no atendimento às metas semanais. Portanto, seu custo unitário na função objetivo é muito superior ao de qualquer outra variável do problema, e o modelo somente irá acioná-las se for impossível encontrar uma solução que não viole nem a tolerância especificada para o desvio das metas nem qualquer outra restrição do sistema.

3.2. Formulação Matemática

Descrevem-se a seguir as modificações na formulação matemática do problema de PDO com a inclusão das restrições de metas semanais propostas nesse trabalho. A formulação do problema de PDO pode ser obtida em [15]. Em [16] é apresentada a modelagem detalhada da função de produção das usinas hidroelétrica. A rede elétrica está apresentada em [17] e as curvas de propagação para o tempo de viagem da água em [18].

➤ **Função Objetivo (*fob*):** são incorporados os custos unitários das variáveis de folga para desvio (*PD*) e violação (*PF*) à direita (*sup*) e à esquerda (*inf*) da meta, como apresentado na equação (3.1):

$$fob = \min \left(\dots + P_D \left(\sum_{i=1}^{nmeta} D_{sup}^i + D_{inf}^i \right) + P_F \sum_{i=1}^{nmeta} (F_{sup}^i + F_{inf}^i) \right) \quad (3.1)$$

onde $P_F \gg \gg P_D$ e $nmeta$ é o número e restrições de meta inseridas no problema.

➤ **Metas de Geração Térmica:** a meta de uma usina térmica i é dada pela soma de toda a energia gerada por esta usina ao longo do horizonte de estudo, como apresentado na equação 0:

$$\sum_{t=1}^T GT_i^t - D_{sup}^{mt_i} + D_{inf}^{mt_i} - F_{sup}^{mt_i} + F_{inf}^{mt_i} = META_{mt_i} \quad 0$$

onde T é o número de patamares cronológicos (períodos de tempo), $META_j$ é o valor de meta estipulado para a j -ésima restrição de meta, é a geração da usina térmica i no período t e mt_i é o índice da restrição de meta associada à usina i .

➤ **Metas de Recebimento de energia por Subsistema:** A meta de recebimento de energia de um subsistema i é definida como a soma de toda a energia que entra no subsistema subtraída de toda a energia que sai do subsistema ao longo do horizonte de estudo, como mostrado na equação (3.2):

$$\left(\sum_{t=1}^T \sum_{j \in \Omega_i} Int_{ji}^t \right) - D_{sup}^{ms_i} + D_{inf}^{ms_i} - F_{sup}^{ms_i} + F_{inf}^{ms_i} = META_{ms_i} \quad (3.2)$$

onde Ω_i é o conjunto de subsistemas que possuem intercâmbio com o subsistema i , Int_{ji}^t é o intercâmbio líquido de j para i no instante t e ms_i é o índice da restrição de meta para o subsistema i .

➤ **Limites das variáveis de folga:** As variáveis de folga de desvio são limitadas pela tolerância pré-definida, enquanto as variáveis de folga de violação devem atender apenas a condição de não negatividade, como mostrado na equação (3.3).

$$0 \leq D_{\text{sup}}^i \leq \overline{D}^i; \quad 0 \leq D_{\text{inf}}^i \leq \overline{D}^i; \quad 0 \leq F_{\text{sup}}^i; \quad 0 \leq F_{\text{sup}}^i; \quad i=1, \dots, n_{\text{meta}} \quad (3.3)$$

3.3. Impacto na estratégia de resolução do problema

O modelo DESSEM-PAT permite duas estratégias de resolução do problema. Na primeira opção, denominada de “Estágio Único”, o problema é resolvido através de um único Problema de Programação Linear (*PPL*), enquanto na segunda opção é utilizada uma variante da técnica de decomposição de Benders multi-estágio, proposta em [15], na qual os períodos são divididos em estágios multi-período.

Na opção de se resolver o problema por Estágio Único o impacto da inclusão de restrições de meta é baixo, pois apenas se insere uma restrição para cada meta semanal de uma usina térmica e/ou subsistema. Porém, ao se aplicar decomposição de Benders o impacto é muito maior, pois as metas são restrições que acoplam diversos períodos. Como a restrição só aparece efetivamente no último estágio, a informação sobre o atendimento da meta tem que ser passada para os períodos pertencentes aos estágios anteriores através dos cortes da FCF, podendo fazer com que o processo iterativo se prolongue, conforme mostrado nos resultados da seção 5.3

4. ARQUIVOS

Nesta seção, descrevem-se os arquivos de entrada necessários para a modelagem das restrições de metas semanais no modelo DESSEM-PAT, além dos arquivos de saída para avaliação da operação do sistema e desempenho obtido com a implementação dessa funcionalidade.

4.1. Dados de Entrada

Na etapa anterior à PDO (no Curto Prazo) é gerada uma proposta de despacho para as usinas hidro e termoeletricas para a primeira semana do horizonte de estudo. Esta tarefa é desempenhada com o auxílio do modelo DECOMP que obtém uma geração para as usinas em cada patamar de carga e calcula a media semanal que será a Meta para o modelo DESSEM-PAT. Em uma primeira fase de implementação, as metas para o modelo DESSEM-PAT são inseridas no estudo através de registros no arquivo ENTDAADOS.XXX¹. Nestes registros são fornecidos: o número da entidade para qual se deseja definir uma meta; o seu tipo (se é uma usina térmica ou um subsistema); a meta propriamente dita; e as tolerâncias de desvios destas metas como definidos na Tabela 1.

Tabela 1 - Descrição dos campos dos registros META para a inclusão de metas semanais.

Campo	Colunas	Formato	Descrição
1	1 a 6	A6	Primeiro Mnemônico de identificação do registro: META
2	8 a 13	A6	Segundo Mnemônico de identificação do registro: SIST
3	15 a 17	I3	Número de identificação do subsistema, conforme campo 2 dos registros SIST (vide seção Erro! Fonte de referência não encontrada.) Valor <i>default</i> : nenhum
4	20	I1	Número da semana, de 1 até o número de semanas do estudo (vide registro 13 do arquivo DADVAZ, seção Erro! Fonte de referência não encontrada.)
5	25 a 34	F10.0	Meta semanal de recebimento de energia para o subsistema, na semana correspondente (MW), conforme convenção abaixo: "+": recebimento (importação); "-": envio (exportação)
6	35 a 44	F10.0	Tolerância absoluta para desvio da meta (MW)
7	45 a 54	F10.0	Tolerância percentual para desvio da meta (%)

¹ Um maior detalhamento dos arquivos (e registros) de entrada para o modelo DESSEM-PAT pode ser obtido na manual do usuário.

Observação: Não é necessário informar ambas as tolerâncias nos campos 6 e 7. Na presença das duas informações, valerá sempre a tolerância mais restritiva para a semana correspondente.

Em uma segunda fase de implementação, as metas serão transmitidas do modelo DECOMP para o modelo DESSEM-PAT diretamente através dos arquivos de Cortes os quais contem as informações de acoplamento entre os modelos tais como, por exemplo, a FCF.

4.2. Relatórios de Saída

Existem dois arquivos de saída gerados pelo programa DESSEM-PAT para o detalhamento das restrições de metas inseridas no estudo, são eles:

PDO_ECO_META: Neste arquivo são reproduzidos os dados de entrada fornecidos pelo usuário. Este arquivo é composto pelas seguintes colunas:

TIPO	Mnemônico para o tipo da restrição.
NUM	Numero da entidade.
Nome	Nome da entidade.
Período	Período para a restrição de Meta (Dia, semana, mês ou ano).
Tipo	Tipo da restrição de Meta (D: Diária; S:Semanal; M: Mensal; A: Anual).
Meta	Valor da meta.
Toler MW	Tolerância em MW
Toler Perc	Tolerância em percentual (%)

PDO_OPER_META: Neste arquivo são apresentados os resultados óbitos para as metas definidas pelo usuário. Este arquivo é composto pelas seguintes colunas:

TIPO	Mnemônico para o tipo da restrição;
NUM	Numero da entidade;
Nome	Nome da entidade;
Período	Período para a restrição de Meta (Dia, semana, mês ou ano);
Tipo	Tipo da restrição de Meta (D: Diária; S:Semanal; M: Mensal; A: Anual);
Meta	Valor da meta;
ResultMeta:	Valor obido para a restrição de Meta;
Toler MW	Tolerância em MW;
Desvio Abs:	Desvio absoluto entre o valor obtido e a meta;

ViolMW	Violação da tolerância estabelecida em MW para a meta;
Toler Perc	Tolerância em percentual (%);
DesvioPerc:	Desvio percentual entre o valor obtido e a meta;
ViolPerc	Violação da tolerância estabelecida em % para a meta;
FlgV	Flag identificador de violação da restrição;
AfastPerc :	Afastamento em % da região viável para a restrição de meta;
AfastMW	Afastamento em MW da região viável para a restrição de meta.

5. RESULTADOS NUMÉRICOS

Nesta seção apresentam-se os resultados numéricos obtidos com a implementação dessa funcionalidade.

5.1. Impacto na operação

Foram feitos estudos para a análise do impacto das restrições de Meta na operação. Este estudo foi baseado no PMO Janeiro/Fevereiro de 2012 Revisão 0, e é composto por 142 usinas hidroelétricas e 96 usinas térmicas divididas em 4 subsistemas. Foram inseridas metas para algumas usinas térmicas e para o recebimento de 3 subsistema. A tolerância para o desvio das metas foi de 10% para as usinas e de 10% ou 100MW (o mais restrito) para os recebimento dos subsistemas. O estudo foi feito comparando os resultados com ou sem a introdução das restrições de meta. A Tabela 5.1 apresenta as metas e os resultados para os subsistemas e a Tabela 5.2 para as usinas térmicas.

Tabela 5.1 - Comparação dos resultados para as usinas térmicas com e sem as metas.

Subsistema	Meta	Valor Obtido nos casos	
		Sem a Meta	Com a meta
SE(1)	3096,00	4503,09	3196,00
NE(3)	-403,00	420,65	-362,70
N(4)	-1606,00	-860,83	-1506,00

Tabela 5.2 - Comparação dos resultados para as usinas térmicas com e sem as metas.

Usina Térmica	Meta (MW)	Valor Obtido nos casos	
		Sem restrições de Meta (MW)	Com restrições de Meta (MW)
Angra 1	635,00	550,00	550,00
Angra 2	1350,00	1350,00	1337,14
Brizola_L	71,70	98,38	78,87
BlSobr_L	15,90	26,23	17,49
Euzeb_RO_L	59,30	59,30	59,30
NortFlu 1	400,00	400,00	400,00

Podemos observar que ocorreu uma violação da meta da usina de "Angra 1" provocado por um limite de geração no valor de 550MW. As demais metas foram atendidas sendo algumas com pequenos desvios dentro da tolerância definida.

Ao compara os resultados com e sem as metas observa-se o a importância das metas. Quando não se utiliza as metas o subsistema NE é um importador de energia, porém ao inserir as metas passa a ser um exportador atendendo as metas.

5.2. Impacto no Tempo de Processamento

Para avaliar o impacto da consideração das metas no tempo de processamento, foram executados 3 casos: “Sem Metas”; “Com Metas Int”, onde foram inseridas apenas metas de recebimento para 3 subsistemas e “Com Metas Int-GT”, onde, além das metas do caso anterior, foram inseridas metas para diversas usinas térmicas. O estudo foi discretizado em 32 patamares cronológicos e, para cada caso, foram criadas 6 variantes, onde em cada uma delas o problema foi resolvido com um número diferente de estágios para Programação Dinâmica Dual (PDD) [15]. O número de iterações e tempo computacional são mostrados na Tabela 5.3 e os limites inferior e superior de convergência da são indicados na Tabela 5.4.

Tabela 5.3 - Desempenho de resolução do problema com e sem as metas, por decomposição de Benders.

# de estágios	Sem Metas		Com Metas Int		Com Metas Int-GT	
	# Iterações	Tempo (s)	# Iterações	Tempo (s)	# Iterações	Tempo (s)
1	-	191	-	215	-	186
2	3	96	7	147	50	471
4	4	53	20	290	45	473
8	6	50	32	290	152	1287*
16	7	54	24	216	129	1079*
32	8	61	45	385	119	1027*

* não se obteve convergência por problemas de alocação de memória.

Tabela 5.4 - Comparação do limite inferior e superior do custo total de operação das estratégias de solução do DESSEM-PAT com e sem as metas

# estágios	Sem Metas			Com metas 1			Com metas 2		
	Zinf (10 ⁶ R\$)	Zsup (10 ⁶ R\$)	Gap (%)	Zinf (10 ⁶ R\$)	Zsup (10 ⁶ R\$)	Gap(%)	Zinf (10 ⁶ R\$)	Zsup (10 ⁶ R\$)	Gap(%)
1	27.218,0			27.218,9			27.235,2		
2	27.218,0	27.218,1	0,0009	27.218,8	27.219,1	0,0010	27.235,1	27.235,3	0,0006
4	27.218,0	27.218,1	0,0007	27.218,8	27.219,0	0,0008	27.235,0	27.235,3	0,0010
8	27.218,0	27.218,1	0,0007	27.218,8	27.219,0	0,0009	27.234,6	27.235,5	0,0032
16	27.217,8	27.218,1	0,0008	27.218,8	27.219,1	0,0010	27.232,7	27.237,8	0,0188
32	27.217,8	27.218,1	0,0008	27.218,8	27.219,0	0,0010	27.186,9	27.251,1	0,2362

Como podemos observar, no caso sem metas o número ótimo de estágios foi 8 e, no caso “*Com metas 1*” foi reduzido para 2 estágio. Já no caso onde foram inseridas metas tanto para subsistemas como para usinas térmicas (caso “*com metas 2*”) a melhor estratégia de resolução foi por Estágio Único. Além disso, algumas instâncias do caso “*Com metas 2*” não puderam nem ser resolvidas, devido ao longo processo iterativo.

6. CONCLUSÕES

Este Relatório Técnico apresenta o uso de metas operativas de geração térmica e intercâmbio como forma adicional ao acoplamento entre os modelos DECOMP e DESSEM-PAT. Os resultados mostram o ganho de aderência com a introdução das restrições de meta, principalmente em relação aos intercâmbios entre os subsistemas, sem contudo incorrer em aumento significativo no custo de operação ou alterar significativamente a operação do sistema ao longo dos patamares cronológicos.

Além disso, o estabelecimento de metas operativas de forma simultânea com o uso de uma função de custo futuro permite que o modelo continue buscando a otimização do sistema ao mesmo tempo em que segue, de forma mais aderente, a operação definida pelo DECOMP. Em relação ao desempenho do modelo, a introdução dessas restrições favorece a resolução do problema pelo modo “Estágio Único”. Este recurso foi disponibilizado ao ONS na versão 8.0 do modelo DESSEM-PAT apenas com a opção de “Estágio Único” e na opção de Benders na versão 8.1.

7. REFERÊNCIAS

- [1] M. E. P. Maceira et al., “Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system,” in Proc. Power System Computation Conf. (PSCC’02), Sevilla, Spain, Jun. 24–28, 2002.
- [2] O. B. Fosso, A. Gjelsvik, A. Haugstad, B. Mo, I. Wangensteen, “Generation scheduling in a deregulated system. The norwegian case”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 14, n. 1, pp. 75-81, Feb. 1999.
- [3] C. Li, E. Hsu, A. J. Svoboda, C. Tseng, R. B. Johnson, “Hydro unit commitment in hydro thermal optimization”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 12, n. 2, pp. 764-769, May 1997.
- [4] J-P. Chancelier, A. Renaud, “Daily generation scheduling: decomposition methods to solve the hydraulic problems”, Int. Journ. of Electrical Power and Energy Systems, v. 16, n. 3, pp. 175-181, Jun. 1994.
- [5] O. Nilsson, D. Sjelvgren, “Mixed-integer programming applied to short-term planning of a hydro thermal system”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, n. 1, pp. 281-286, Feb. 1996.
- [6] A. Johannesen, A. Gjelsvik, O. B. Fosso, N. Flatabo, “Optimal short-term hydro scheduling including security constraints”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 6, n. 2, pp. 576-583, May 1991.
- [7] B S. Brignol, A. Renaud, “A new model for stochastic optimization of weekly generation schedules”, Proc. of the 4th Int. Conf. Adv. Power Syst. Control, Oper. and Manag. – APSCOM-97, Hong Kong, Nov. 1997.
- [8] T. D. H. Cau, R. J. Kaye, “Evolutionary optimisation method for multistorage hydrothermal scheduling”, IEE Proc. part C – Gen. Transm. Distr. v.149, n.2, pp. 152-156, 2002.
- [9] X. Bai, S. M. Shahidehpour, “Hydro-thermal scheduling by tabu search and decomposition method”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, n. 2, pp. 968-974, May 1996.
- [10] N. Tufegdzig, R. J. Frowd, W. O. Stadlin, “A coordinated approach for real-time short-term hydro scheduling”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, n. 4, pp. 1698-1704, Nov. 1996..
- [11] M. S. Salam, K. M. Nor, A. R. Hamdam, “Hydrothermal scheduling based Lagrangian relaxation approach to hydrothermal coordination”, IEEE Transactions on Power Systems, v.13, n.1, pp.226-235, 1998.

-
- [12] S. Soares, C. T. Salmazo, “Minimum loss predispach model for hydroelectric power system”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 12, n. 3, pp. 1220-1228, Aug. 1997.
- [13] T. K. Siu, G. A. Nash, Z. K. Shawash, “A practical hydro, dynamic unit commitment and loading model”, IEEE Transactions on Power Systems, v.16, n.2, pp. 301-306, May 2001.
- [14] M. M. Belsnes, "Connecting the Scheduling Levels”, Capítulo de Tese, In: Optimal Utilization of the Norwegian Hydropower System, NTNU, Trondheim, Noruega, 2008.
- [15] T. N. Santos, A. L. Diniz, "A New Multi-Period Stage Definition for the Multi-Stage Benders Decomposition Approach Applied to Hydrothermal Scheduling", IEEE Transactions Power Systems, Vol. 24, n.3, 2009.
- [16] A.L. Diniz, M.E.P. Maceira, , “A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects”, IEEE Transactions Power Systems, v. 23, n.3, pp. 1298-1308, Aug. 2008.
- [17] T. N. Santos, A. L. Diniz, “A Dynamic Piecewise Linear Model for DC Transmission Losses in Optimal Scheduling Problems”, IEEE Transactions on Power Systems, v.26, n.2, pp. 508-519, May 2011.
- [18] T. M. Souza, A. L. Diniz, “An accurate representation of water delay times for cascaded reservoirs in hydro scheduling problems”, Artigo aceito para apresentação, IEEE/PES General Meeting, San Diego, July 2012.