



**Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP**

**PRECIFICAÇÃO E DESPACHO ENERGÉTICO EM BASE HORÁRIA ATRAVÉS DE UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO NÃO LINEAR**

**RENAN DE PAULA MACIEL(1); SECUNDINO SOARES FILHO(1); GUILHERME MATIUSSI RAMALHO(2);  
EWERTON GUARNIER(2); DONATO DA SILVA FILHO(2);  
UNICAMP(1);EDP(2);**

**RESUMO**

Este informe técnico apresenta uma metodologia de despacho e precificação em base horária para o Sistema Interligado Nacional (SIN) baseada em modelos de otimização não lineares. A metodologia, denominada ODIN-H, foi testada em comparação ao modelo DESSEM utilizando dados da programação mensal da operação (PMO) não oficial (conhecida como operação sombra). O resultado do estudo de caso apresentado mostra que o modelo não linear apresenta um despacho hidrotérmico para o primeiro dia operativo onde todas as usinas hidrelétricas acompanham a carga, otimizando o rendimento dos conjuntos geradores e o valor da água consumida, e deixando a complementação termelétrica totalmente constante.

**PALAVRAS-CHAVE**

Programação diária da operação, Despacho horário de geração, Otimização não-linear

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Na cadeia de planejamento da operação do SIN, o modelo DESSEM (1) determina o despacho a usinas individualizadas em base horária (meia hora) para o dia seguinte, e demais dias da semana, levando em conta diretrizes operativas estabelecidas pelo modelo DECOMP (2), como as funções de custo futuro ao final da semana operativa e também, eventualmente, as metas de geração térmica e de recebimento de intercâmbios pelos subsistemas. O problema da programação de curtíssimo prazo é formulado como um problema de programação linear inteira mista, sendo necessário aproximar a função de produção hidrelétrica através de linearização por partes.

Por outro lado, o modelo ODIN-H recebe metas de geração hidrelétrica como parâmetros de acoplamento com a operação de curto prazo e é formulado como um problema de otimização não-linear com variáveis inteiras. A técnica de solução utiliza a decomposição do problema original em dois subproblemas: o despacho de geração hidrelétrica e o despacho de geração termelétrica. A função de produção hidrelétrica é representada de forma não-linear e o rendimento do conjunto turbina-gerador é levado em consideração.

**2.0 - MODELO ODIN-H**

A otimização da programação da operação do SIN no curtíssimo prazo é um problema que pode ser expresso matematicamente pelo seguinte modelo de otimização não linear inteiro misto:

$$\min_w \left\{ Z = \sum_{t=1}^T \left[ \sum_{i \in H} \varphi_i \cdot \delta_t \cdot q_{i,t} + \sum_{j \in G} \sum_{m \in \mathcal{G}_j} [\psi_{j,m}(g_{j,m,t}) + \alpha_{j,m} \cdot |n_{j,m,t} - n_{j,m,t-1}|] \right] \right\} \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^T p_{i,t} \cdot \Delta_t = \hat{p}_i, \quad \forall i \in H \quad (2)$$

$$\sum_{i \in H} \sum_{c \in \mathcal{H}_{i,k}} p_{i,c,t} + \sum_{j \in G} \sum_{m \in \mathcal{G}_{j,k}} g_{j,m,t} + \sum_{r \in R_{k,t}} a_{k,r} \cdot f_{r,t} = d_{k,t}, \quad \forall t = \{1, T\}, k \in K \quad (3)$$

$$\sum_{r \in m} a_{m,r} \cdot x_r \cdot f_{r,t} = 0, \quad \forall t = \{1, T\}, m \in M_t \quad (4)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + s_{i,t}, \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H \quad (5)$$

$$v_{i,t} = v_{i,t-1} + \left( y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} \sum_{\vartheta=0}^{\vartheta_{k,i}} \kappa_{k,i,\vartheta} \cdot u_{k,t-\vartheta} - u_{i,t} - e_{i,t}(v_{i,t}) \right) \cdot \delta_t, \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H \quad (6)$$

$$h_{i,t}^b = h_i^m(v_{i,t}) - h_i^j(u_{i,t}), \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H \quad (7)$$

$$p_{i,c,t} = \rho_{i,c} \left( \frac{q_{i,c,t}}{n_{i,c,t}}, h_{i,t}^b \right) \cdot \left( h_{i,t}^b - h_{i,c}^p \left( \frac{q_{i,c,t}}{n_{i,c,t}} \right) \right) \cdot q_{i,c,t}, \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H, c \in \mathcal{H}_i \quad (8)$$

$$n_{i,c,t} \cdot p_{i,c}^{\min} \leq p_{i,c,t} \leq n_{i,c,t} \cdot p_{i,c}^{\max}(h_{i,t}^b), \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H, c \in \mathcal{H}_i \quad (9)$$

$$n_{i,c,t} \cdot q_{i,c}^{\min} \leq q_{i,c,t} \leq n_{i,c,t} \cdot q_{i,c}^{\max}(h_{i,t}^b), \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H, c \in \mathcal{H}_i \quad (10)$$

$$n_{i,c,t} \leq n_{i,c,t}^{\max}, \quad n_{i,c,t} \in \mathbb{N}, \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H, c \in \mathcal{H}_i \quad (11)$$

$$p_{i,t} = \sum_{c \in \mathcal{H}_i} p_{i,c,t}, \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H \quad (12)$$

$$q_{i,t} = \sum_{c \in \mathcal{H}_i} q_{i,c,t}, \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H \quad (13)$$

$$g_{j,t} = \sum_{m \in \mathcal{G}_j} g_{j,m,t}, \quad \forall t = \{1, T\}, j \in G \quad (14)$$

$$n_{j,m,t} \cdot g_{j,m,t}^{\min} \leq g_{j,m,t} \leq n_{j,m,t} \cdot g_{j,m,t}^{\max}, \quad \forall t = \{1, T\}, j \in G, m \in \mathcal{G}_j \quad (15)$$

$$-z_{j,t}^r \leq g_{j,t} - g_{j,t-1} \leq \bar{z}_{j,t}^r, \quad \forall t = \{1, T\}, j \in G \quad (16)$$

$$-z_{j,m,t}^r \leq g_{j,m,t} - g_{j,m,t-1} \leq \bar{z}_{j,m,t}^r, \quad \forall t = \{1, T\}, j \in G, m \in \mathcal{G}_j \quad (17)$$

$$\sum_{t'=t}^{t+T_{j,m}^{On}-1} n_{j,m,t'} \geq T_{j,m}^{On} \cdot (n_{j,m,t} - n_{j,m,t-1}), \quad \forall t = \{1, T - T_{j,m}^{On} + 1\}, j \in G, m \in \mathcal{G}_j \quad (18)$$

$$\sum_{t'=t}^{t+T_{j,m}^{Off}-1} (1 - n_{j,m,t'}) \geq T_{j,m}^{Off} \cdot (n_{j,m,t-1} - n_{j,m,t}), \quad \forall t = \{1, T - T_{j,m}^{Off} + 1\}, j \in G, m \in \mathcal{G}_j \quad (19)$$

$$|f_{r,t}| \leq f_r^{\max}, \quad \forall t = \{1, T\}, r \in R_t \quad (20)$$

$$v_i^{\min} \leq v_{i,t} \leq v_i^{\max}, \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H \quad (21)$$

$$u_i^{min} \leq u_{i,t} \quad , \forall t = \{1, T\}, i \in H \quad (22)$$

$$0 \leq s_{i,t} \quad , \forall t = \{1, T\}, i \in H \quad (23)$$

$$v_{i,0} \text{ dado} \quad , \forall i \in H \quad (24)$$

$$n_{j,m,0} \text{ dado} \quad , \forall j \in G, m \in \mathcal{G}_j \quad (25)$$

$$n_{i,c,0} \text{ dado} \quad , \forall i \in H, c \in \mathcal{H}_i \quad (26)$$

Onde:

$w$ : vetor de variáveis

$Z$ : custo de operação [R\$]

$T$ : número de estágios de tempo

$H$ : conjunto de usinas hidrelétricas

$G$ : conjunto de usinas termelétricas

$\mathcal{H}_i$ : conjunto de CGHs da hidrelétrica  $i$

$\mathcal{G}_j$ : conjunto de UGTs da termelétrica  $j$

$\phi_i$ : valor da água armazenada na hidrelétrica  $i$  [R\$/hm<sup>3</sup>]

$\delta_t$ : fator de conversão [m<sup>3</sup>/s] x [hm<sup>3</sup>] por tempo  $t$

$q_{i,t}$ : vazão turbinada na hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$  [m<sup>3</sup>/s]

$n_{i,c,t}$ : número de unidades geradoras em operação no CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$

$\psi_{j,m}$ : função de custo de geração da UGT  $m$  da termelétrica  $j$  [R\$]

$g_{j,m,t}$ : geração da UGT  $m$  da termelétrica  $j$  no tempo  $t$  [MW]

$\alpha_{j,m}$ : custo de partida ou parada da unidade UGT  $m$  da termelétrica  $j$  [R\$]

$n_{j,m,t} \in \{0, 1\}$ : estado de operação da UGT  $m$  da termelétrica  $j$  no tempo  $t$

$p_{i,t}$ : geração da hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$  [MW]

$\Delta_t$ : percentagem do tempo  $t$  no horizonte de otimização

$\hat{p}_i$ : meta de geração da hidrelétrica  $i$  [MWh]

$K$ : conjunto de barras da rede elétrica

$\mathcal{H}_{i,k}$ : conjunto de CGHs da hidrelétrica  $i$  conectados à barra  $k$

$\mathcal{G}_{j,k}$ : conjunto de UGTs da termelétrica  $j$  conectadas à barra  $k$

$R_{k,t}$ : conjunto de ramos conectados à barra  $k$  no tempo  $t$

$p_{i,c,t}$ : potência gerada no CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$  [MW]

$f_{r,t}$ : fluxo de potência ativa no ramo  $r$  no tempo  $t$  [MW]

$a_{k,r} \in \{-1, 1\}$ : sentido do fluxo no ramo  $r$  em relação à barra  $k$

$d_{k,t}$ : demanda líquida de carga na barra  $k$  no tempo  $t$  [MW]

$M_t$ : conjunto de malhas básicas da rede no tempo  $t$

$a_{m,r} \in \{-1, 1\}$ : sentido do fluxo no ramo  $r$  em relação ao sentido da malha  $m$

$x_r$ : reatância do ramo  $r$  [%]

$u_{i,t}$ : vazão defluente na hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$  [m<sup>3</sup>/s]

$s_{i,t}$ : vazão vertida na hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$  [m<sup>3</sup>/s]

$v_{i,t}$ : volume armazenado na hidrelétrica  $i$  no final do tempo  $t$  [hm<sup>3</sup>]

$y_{i,t}$ : vazão afluente incremental na hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$  [m<sup>3</sup>/s]

$\Omega_i$ : conjunto de hidrelétricas imediatamente a montante da hidrelétrica  $i$

$\vartheta_{k,i}$ : tempo de viagem da água entre as hidrelétricas  $k$  e  $i$

$\kappa_{k,i,\vartheta} \in [0, 1]$ : parcela da vazão defluente da usina  $k$  que chega à usina  $i$  em  $\vartheta$  intervalos de tempo

$e_{i,t}(\cdot)$ : vazão evaporada na hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$  [m<sup>3</sup>/s]

$h_{i,t}^b$ : altura de queda bruta da hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$  [m]

$h_i^m(\cdot)$ : polinômio de cota de montante da hidrelétrica  $i$  [m]

$h_i^j(\cdot)$ : polinômio de cota de jusante da hidrelétrica  $i$  [m]

$h_{i,c}^p(\cdot)$ : polinômio de perda hidráulica do CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$  [m]

$q_{i,c,t}$ : vazão turbinada no CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$  [m<sup>3</sup>/s]

$\rho_{i,c}(\cdot)$ : função de produtividade específica do CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$  [MW/(m<sup>3</sup>/s)/m]

$p_{i,c}^{min}(\cdot)$ : potência mínima em cada máquina do CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$  [MW]

$p_{i,c}^{max}(\cdot)$ : potência máxima em cada máquina do CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$  [MW]

$g_{j,m}^{min}$ : geração mínima na UGT  $m$  da termelétrica  $j$  no tempo  $t$  [MW]

$g_{j,m}^{max}$ : geração máxima na UGT  $m$  da termelétrica  $j$  no tempo  $t$  [MW]

$g_{j,t}$ : geração da termelétrica  $j$  no tempo  $t$  [MW]

$\underline{z}_{j,t}^r$ : rampa de alívio de carga da termelétrica  $j$  no tempo  $t$  [MW]

$\bar{z}_{j,t}^r$ : rampa de tomada de carga da termelétrica  $j$  no tempo  $t$  [MW]  
 $\underline{z}_{j,m,t}^r$ : rampa de alívio de carga na UGT  $m$  da termelétrica  $j$  no tempo  $t$  [MW]  
 $\bar{z}_{j,m,t}^r$ : rampa de tomada de carga na UGT  $m$  da termelétrica  $j$  no tempo  $t$  [MW]  
 $T_{j,m}^{on}$ : tempo mínimo ligado da UGT  $m$  da termelétrica  $j$   
 $T_{j,m}^{off}$ : tempo mínimo desligado da UGT  $m$  da termelétrica  $j$   
 $v_i^{min}$ : volume mínimo armazenado da hidrelétrica  $i$  [hm<sup>3</sup>]  
 $v_i^{max}$ : volume máximo armazenado da hidrelétrica  $i$  [hm<sup>3</sup>]  
 $u_i^{min}$ : vazão defluente mínima da hidrelétrica  $i$  [m<sup>3</sup>/s]  
 $q_{i,c}^{min}$ : vazão mínima turbinada em cada máquina do CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$  [m<sup>3</sup>/s]  
 $q_{i,c}^{max}(\cdot)$ : vazão máxima turbinada em cada máquina do CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$  [m<sup>3</sup>/s]  
 $n_{i,c,t}^{max}$ : número de unidades geradoras disponíveis no CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$  no tempo  
 $\mathbb{N}$ : denota o conjunto dos números naturais  
 $v_{i,0}$ : volume armazenado inicial da hidrelétrica  $i$  [hm<sup>3</sup>]  
 $n_{j,m,0}$ : estado de operação inicial da máquina  $m$  da termelétrica  $j$   
 $n_{i,c,0}$ : número de máquinas em operação inicial no CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$

A função objetivo, Equação (1), considera o valor da água consumida pelas usinas hidrelétricas e os custos de geração das usinas termelétricas, incluindo custos de partida e parada de máquinas. A restrição de meta de geração hidrelétrica, Equação (2), estabelece o acoplamento com o modelo de curto prazo. As Equações (3) e (4) representam a 1ª e a 2ª Lei de Kirchhoff. A Equação (5) corresponde à vazão defluente e a Equação (6) representa o balanço hídrico. As Equações (7) e (8) definem a altura de queda bruta e a geração hidrelétrica, respectivamente. Os limites de geração, de turbinagem máxima e de número de máquinas hidrelétricas são representados pelas Equações (9), (10) e (11), respectivamente. A totalização da potência gerada e vazão turbinada por usina é dada pelas Equações (12) e (13).

A geração termelétrica é individualizada por máquina, o total gerado na usina é representado pela Equação (14), as restrições de *unit-commitment* termelétrico são dadas pelas Equações (15), (16), (17), (18) e (19), representando limites de geração, restrições de rampa por usina e por máquina, e os tempos mínimos que cada máquina deve permanecer ligada ou desligada, respectivamente. Os limites de fluxo na rede elétrica, de volume armazenado nos reservatórios e de defluência mínima e vertimento não negativo são representados pelas Equações (20), (21), (22) e (23), respectivamente. Finalmente, são dados o volume armazenado inicial, Equação (24), e o estado de operação das máquinas hidrelétricas e termelétricas, Equações (25) e (26), respectivamente. Também são dadas as vazões defluentes anteriores ao período de otimização, para o cálculo do balanço hidráulico considerando os tempos propagação da água.

Além das restrições apresentadas na formulação fundamental do problema, são consideradas restrições de reserva de potência, que foram omitidas para conferir maior concisão ao texto. Também são consideradas as restrições de rampa (variação entre intervalos de tempo consecutivos) e de limites das variáveis hidráulicas. Limites de intercâmbio entre subsistemas são considerados quando a rede elétrica é representada de forma simplificada, sendo possível a inclusão de restrições elétricas especiais, que limitam a soma da geração de determinadas usinas e/ou fluxos de intercâmbio. Quando o modelo da rede elétrica é considerado são incluídas restrições de segurança e restrições de somatório de fluxos.

### 3.0 - TÉCNICA DE SOLUÇÃO

O problema formulado é determinístico, com variáveis contínuas e inteiras, possui restrições não lineares e a sua função objetivo é não convexa. A introdução de variáveis inteiras aumenta consideravelmente a complexidade do problema, sobretudo quando o número de variáveis é elevado, como é o caso da sua aplicação ao SIN. A técnica de solução do modelo ODIN-H busca explorar a decomposição do problema em suas componentes energética, hidráulica e elétrica (5).

Uma característica importante do modelo ODIN-H é a representação detalhada da relação não linear entre turbinagem e geração nas usinas hidrelétricas, permitindo priorizar a produtividade e valorizar o benefício de conservação da água. Essa característica, embora seja simplificada em linearizações por partes nos modelos oficiais do SEB, é de fundamental importância na operação de curtíssimo prazo, uma vez que o compromisso do uso da água para geração no presente e sua armazenagem para o futuro já foi estabelecido pelos modelos de curto e médio prazo. A representação detalhada da função de produção dos conjuntos geradores permite o uso eficiente da água alocada para geração.

Como a variação da cota de montante dos reservatórios é pouco significativa no curtíssimo prazo (6), as restrições hidráulicas (6) e (21) podem ser temporariamente ignoradas, “isolando-se” hidráulicamente as usinas, e tornando-as independentes da operação hidráulica da cascata. Esta simplificação permite reduzir a função de produção da usina hidrelétrica a uma função não linear da vazão turbinada total na usina (função de turbinagem), cujo cálculo é

feito por otimização da distribuição da vazão turbinada entre as máquinas em operação, levando em conta as curvas colina de rendimento dos conjuntos geradores.

Por outro lado, também é esperado que poucas restrições elétricas estejam ativas na solução ótima do problema, sobretudo nos intervalos de tempo com menor demanda de potência. Portanto, é justificada a relaxação destas restrições em um primeiro momento, procedimento também adotado pelo modelo DESSEM.

### 3.1 Despacho de geração hidrelétrica

A parte hidráulica do problema, composta pela geração hidrelétrica e pelas restrições hidráulicas, é resolvida com a solução do primeiro subproblema, denominado Despacho de Geração Hidrelétrica (DGH), que despacha a geração hidrelétrica minimizando o valor da água consumida somado ao custo termelétrico complementar e atendendo às metas de geração fornecidas pelo modelo de curto prazo, respeitando as restrições hidráulicas e atendendo à carga, porém sem considerar a rede elétrica, e supondo que o parque termelétrico é representado por uma usina equivalente com custo quadrático de geração aproximado ao custo do despacho do SIN na ordem de mérito.

Uma etapa fundamental para a resolução do problema formulado pelo modelo ODIN-H é determinar a função de turbinagem de cada usina hidrelétrica, que represente com exatidão a menor vazão a ser turbinada para cada valor de geração  $p_{i,t}$  factível, para cada configuração de máquinas  $n_t^i$  factível, considerando o rendimento do conjunto turbina-gerador e a altura de queda bruta resultante:

$$\check{q}_i(p_{i,t}, n_t^i, v_{i,t}, s_{i,t}) = \min_{q_t^i} \{q_{i,t}\} \text{ s. a. (5),(7),(8),(10),(12),(13),(22)} \quad (27)$$

Onde:

$n_t^i = [n_{i,c,t} : c \in \mathcal{H}_i]$ : vetor que contém o número de máquinas em operação em cada CGH (configuração de máquinas) da hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$

$q_t^i = [q_{i,c,t} : c \in \mathcal{H}_i]$ : vetor que contém a vazão turbinada em cada CGH da hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$

A função dada pela Equação (27) representa a menor vazão consumida na usina para gerar  $p_{i,t}$  com a configuração de máquinas  $n_t^i$  e cujo valor é uma componente da função objetivo. Para a usina como um todo, quando a configuração de máquinas não está determinada, a função de turbinagem é obtida conforme a Equação (28):

$$\check{Q}_{i,t}(p_{i,t}, v_{i,t}, s_{i,t}) = \min_{n_t^i \in N_{i,t}} \check{q}_i(p_{i,t}, n_t^i, v_{i,t}, s_{i,t}) \quad (28)$$

Onde:

$N_{i,t} = N_{i,1,t} \times N_{i,2,t} \times \dots \times N_{i,\hat{c}_i,t}$ : conjunto de configurações de máquinas factíveis da hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$

$N_{i,c,t} = \{0, 1, \dots, n_{i,c,t}^{max}\}$ : conjunto de números de máquinas em operação factíveis para o CGH  $c$  da hidrelétrica  $i$  no tempo  $t$

$\hat{c}_i$ : índice do último CGH da hidrelétrica  $i$

O próximo passo é obter a geração ótima de cada usina hidrelétrica em cada intervalo de tempo. Esta etapa é realizada considerando a função de turbinagem dada pela Equação (28), resultando na formulação dada pelas Equações (29)-(32):

$$\min_{p,r} \left\{ \sum_{t=1}^T \left[ \sum_{i \in H_t} \varphi_i \cdot \delta_t \cdot \check{Q}_{i,t}(p_{i,t}, \hat{v}_{i,t}, \hat{s}_{i,t}) + \psi_c(r_t) \right] \right\} \quad (29)$$

Sujeito a (2),

$$\sum_{i \in H_t} p_{i,t} + r_t = d_t, \quad \forall t = \{1, T\} \quad (30)$$

$$0 \leq p_{i,t} \leq p_{i,t}^{max}(\hat{v}_{i,t}, \hat{s}_{i,t}), \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H \quad (31)$$

$$\hat{v}_{i,t}, \hat{s}_{i,t} \text{ dados}, \quad \forall t = \{1, T\}, i \in H \quad (32)$$

Onde:

$r_t$ : geração da termelétrica equivalente [MW];

$\psi_c(.)$ : função de custo de geração da termelétrica equivalente [R\$]

Após a determinação da geração hidráulica para cada UHE e para cada intervalo de tempo, o processo de resolução do modelo ODIN-H segue com a realização da simulação hidráulica da operação, que se inicia com a determinação da vazão turbinada em cada UHE, conforme a sua função de turbinagem. A vazão defluente total na UHE é obtida somando-se à vazão turbinada o vertimento determinado pelo modelo de curto prazo. A simulação hidráulica procede com a determinação do volume armazenado, efetuando-se o cálculo do balanço hidráulico sequencialmente, para  $t = 1, \dots, T$ . Quando os limites de armazenamento forem violados a vazão defluente é ajustada em quantidade suficiente para que as violações sejam eliminadas. O resultado da simulação hidráulica irá indicar quais são as restrições violadas com a solução obtida. As violações de limites de armazenamento são tratadas com a formulação de restrições lineares, a partir da recursão da equação de balanço hidráulico, até o intervalo de tempo inicial.

As restrições violadas são então incluídas no problema (29)-(32), na forma de equações lineares, em termos da geração hidrelétrica, tornando-se compatíveis com a sua formulação. A conversão das restrições é realizada considerando que a produtividade da usina não será significativamente alterada entre iterações consecutivas do DGH. O processo de resolução se repete até que a solução resultante não viole qualquer restrição hidráulica.

### 3.2 Despacho de geração termelétrica

O segundo subproblema, denominado Despacho de Geração Termelétrica (DGT), tem o objetivo de minimizar o custo de geração e de partida e parada das unidades termelétricas considerando as restrições de *unit-commitment* destas unidades, com a representação da rede elétrica e das restrições de segurança, e supondo a geração hidrelétrica determinada pela solução do DGH.

Enquanto na primeira etapa de otimização as usinas termelétricas foram agregadas em conjuntos termelétricos equivalentes, nessa segunda etapa a geração termelétrica passa a ser variável de decisão sujeita às restrições de limite de geração de cada UGT, Equação (15), de agregação da geração total da usina, Equação (14), de rampa de geração, Equações (16) e (17), de tempos mínimos ligada e desligada, Equações (18) e (19). O modelo da rede elétrica é incluído no DGT, de forma que a sua solução atenda às restrições (3), (4) e (20), além de restrições de reserva de potência que dependem da folga em intercâmbios entre subsistemas e as demais restrições de operação da rede elétrica.

O DGT é resolvido através de um método de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), para cada intervalo de tempo, considerando o desligamento de equipamentos de transmissão para manutenção, manobras de chaveamento, que inclusive podem alterar a conexão de unidades geradoras à rede elétrica.

## 4.0 - ESTUDO DE CASO

Nesse informe técnico é apresentado um estudo de caso preliminar do modelo ODIN-H em comparação ao modelo DESSEM. O estudo considera o parque termelétrico representado de forma equivalente por uma usina de custo quadrático, aproximado ao custo do despacho na ordem de mérito do SIN, e desconsidera as restrições hidráulicas e elétricas, concentrando-se no despacho de geração das usinas hidrelétricas. Para permitir uma comparação somente dos modelos de curtíssimo prazo, independentemente das diferentes cadeias de modelos de planejamento em que estão inseridos, as metas de geração impostas ao ODIN-H foram as metas de geração resultantes do DESSEM.

A função de turbinagem de cada usina hidrelétrica foi aproximada por uma função quadrática, permitindo a resolução do problema resultante por um método de programação quadrática<sup>1</sup>. As metas de geração foram determinadas a partir da geração de cada UHE, totalizada em todo o horizonte de otimização, conforme os resultados do modelo DESSEM para o mesmo caso. Foi adotado um valor da água único para todas as usinas hidrelétricas.

A metodologia proposta foi aplicada ao caso da programação diária da operação do SIN para o dia 11/01/2019, cujo horizonte de otimização é formado 24 intervalos de 1 hora, iniciando-se à 0h do dia 11. O estudo de caso não considera a rede elétrica de forma detalhada, mas somente os limites de intercâmbio entre subsistemas, além das demais restrições descritas no presente informe técnico, conforme *deck* de precificação “sombra” publicado no site da CCEE<sup>2</sup>.

## 5.0 - RESULTADOS

Os resultados mostram que a técnica adotada favorece o acompanhamento da carga por todas as usinas hidrelétricas com diferentes amplitudes conforme a função de custo da água. A geração termelétrica resultante do processo de otimização é constante (*flat*) em todo o horizonte de otimização.

<sup>1</sup> Detalhes sobre o solver utilizado podem ser encontrados em <https://cvxopt.org/userguide/coneprog.html>.

<sup>2</sup> Os decks de precificação sombra estão disponíveis na seção “biblioteca virtual”.

Um exemplo de função de turbinagem é mostrado na Figura 1 - (a), onde pode-se observar as diversas curvas correspondentes à função  $q_i(\cdot)$  (linhas contínuas) e a envoltória inferior destas curvas,  $\tilde{Q}_i(\cdot)$  ("min"), acompanhada de sua aproximação quadrática ("aprox."). A Figura 1 - (b) mostra o perfil de demanda líquida, geração total hidrelétrica e termelétrica conforme resultados dos dois modelos. A demanda líquida é composta pela demanda total do SIN somada à carga da ANDE e ao consumo para bombeamento, e a subtração da geração de usinas não simuladas. Neste gráfico se observa o acompanhamento da carga exclusivamente com geração hidrelétrica, deixando a geração termelétrica totalmente constante, exceto nos primeiros quatro intervalos, onde a trajetória de desligamento de algumas termelétricas é representada no modelo DESSEM.

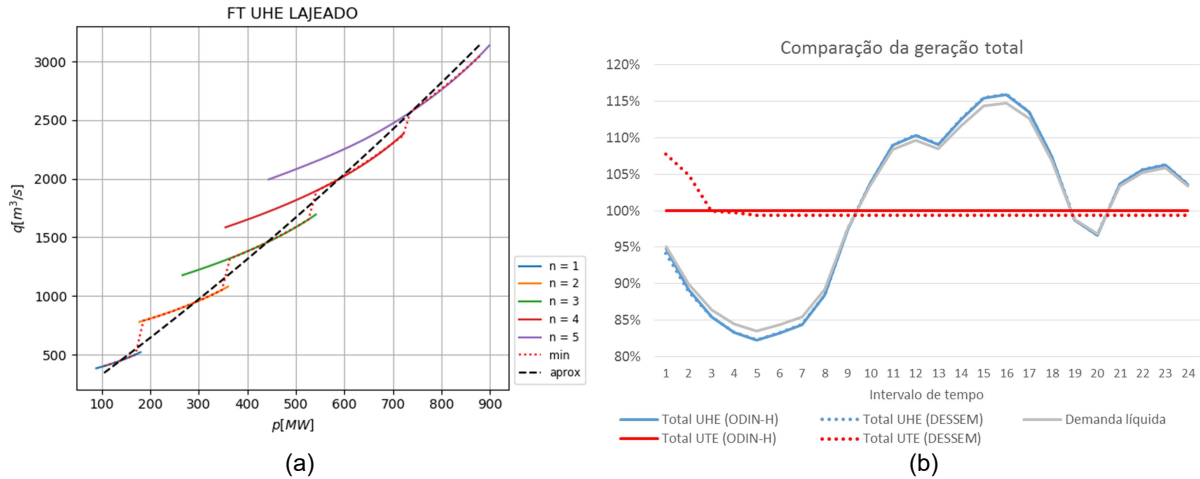


Figura 1: (a) Função de turbinagem da UHE Lajeado e (b) consumo, geração total hidrelétrica e termelétrica expressos em percentual do valor médio

A Figura 2 mostra a geração de algumas grandes UHEs, onde é possível verificar que o acompanhamento da carga no modelo ODIN-H é compartilhado entre todas estas usinas.

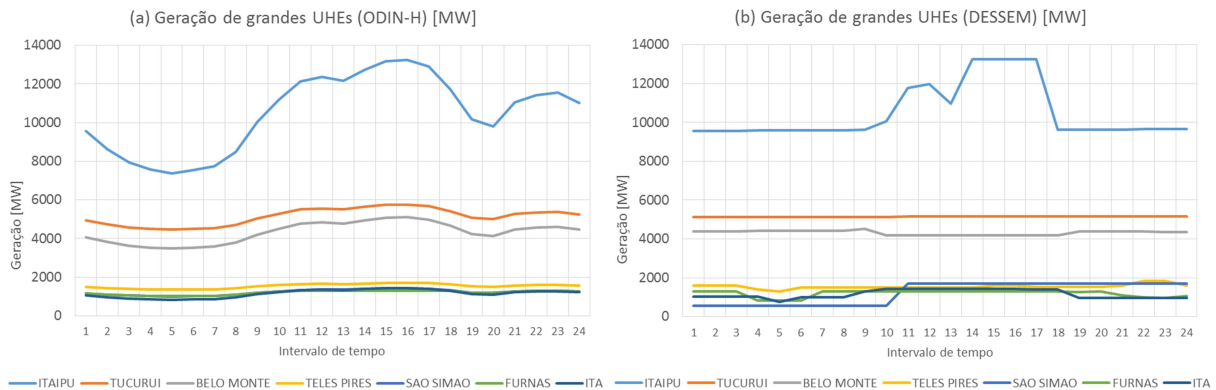


Figura 2: Geração de grandes usinas hidrelétricas (a) ODIN-H e (b) DESSEM

Embora o conjunto total de usinas hidrelétricas faça o acompanhamento de carga com o modelo DESSEM, a geração individual de usinas hidrelétricas não segue o perfil da demanda. A Figura 3 mostra a geração de algumas usinas hidrelétricas menores para exemplificar a diferença entre os resultados dos modelos ODIN-H e DESSEM. Embora a geração hidrelétrica total seja a mesma nos dois modelos, com o modelo ODIN-H o perfil de geração apresenta variações suaves, seguindo as variações na demanda, ao passo que no modelo DESSEM apresenta variações bruscas. Nos resultados do modelo ODIN-H temos a geração superior à meta somente quando a demanda é superior ao seu valor médio (intervalos 10 a 18 e 21 a 24). As variações bruscas na geração de determinadas UHEs com a solução do modelo DESSEM podem ser observadas tomando como exemplo a UHE Santo Antônio do Jari ("STO ANT JARI"), onde temos a geração oscilando entre aproximadamente 150 MW e zero nos intervalos 19 a 24, sem que esta variação seja acompanhada por qualquer outra usina ou corresponda a variações na demanda. A ocorrência destas variações bruscas pode ser explicada pela representação linear por partes da função de produção hidrelétrica (FPH) no modelo DESSEM, necessária para que o problema possa ser resolvido pela técnica de MILP. Isto porque a solução de um problema linear é sempre uma solução básica, eventualmente múltipla, correspondente a um vértice da região factível do problema, sendo os vértices da FPH candidatos a compor os vértices da região factível. Assim, pequenas variações na demanda entre intervalos

quaisquer podem deslocar a geração hidrelétrica de um vértice a outro da região factível, refletindo em variações bruscas na geração de usinas hidrelétricas.

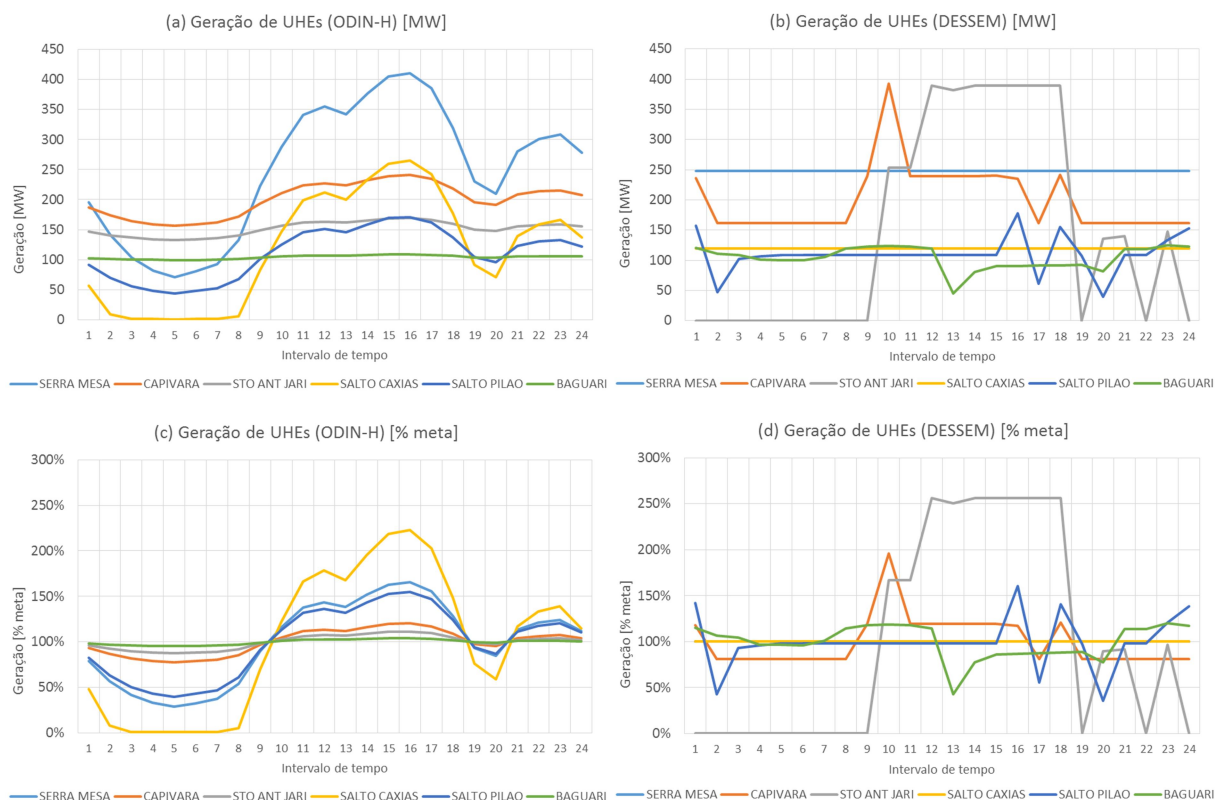


Figura 3: Geração de usinas hidrelétricas: (a) e (c) ODIN-H; (b) e (d) DESSEM

## 6.0 - CONCLUSÕES

Esse informe técnico apresentou uma metodologia de despacho e precificação, denominado modelo ODIN-H, onde as funções de produção das UHEs são não-lineares por levar em conta o rendimento dos conjuntos geradores, buscando a maior eficiência de produção hidrelétrica enquanto minimiza o custo termelétrico complementar. Os resultados mostraram que, por ser baseado em programação não linear, no modelo ODIN-H a geração de todas as usinas hidrelétricas acompanha a carga, com diferentes amplitudes dependendo do valor associado à água consumida, ao contrário do modelo DESSEM, baseado em programação linear, que apresenta variações bruscas no despacho de geração. A consideração das restrições elétricas, hidráulicas e de *unit-commitment* termelétrico constituem passos adicionais da técnica de solução do modelo ODIN-H, estando em desenvolvimento e teste procedimentos baseados em heurística.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Manual de Referência - Modelo NEWAVE". Rio de Janeiro, 2006.
- (2) Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Manual de Referência - Modelo DECOMP". Rio de Janeiro, 2018.
- (3) Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Manual de Referência - Modelo DESSEM". Rio de Janeiro, 2003.
- (4) Maceira, M.E.P., Terry, L.A., Damazio, J.M., Costa, F.S., Melo, A.C.G.. (2002). "Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System", Power System Computation Conference - PSCC'02, Seville, Spain, June 24-28.
- (5) Kadowaki, M. (2012) Modelo de Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Predominantemente Hidrelétricos. Tese de Doutorado FEEC/UNICAMP.
- (6) Martins, L. S. A. e Soares, S. (2016) Insights on short-term hydropower scheduling: on the representation of water continuity equations, 2016 Power Systems Computation Conference, 20-24 June, Genova, Itália.





## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Renan de Paula Maciel

Doutorando em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), atualmente. Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 2013. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Júlio de Mesquita Filho (UNESP), 2008. Integrou a equipe de administração de contratos de energia elétrica da Petrobras, atuando na projeção de preços do mercado livre e na realização de estudos com os modelos de despacho e precificação oficiais do setor elétrico.

## Secundino Soares Filho

Professor Visitante na McGill University, Canadá, 1989/1990.

Mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 1974/1978.

Graduado em Engenharia Mecânica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA), 1972.

É professor titular da Faculdade de Engenharia Elétrica da UNICAMP, pesquisador Senior do CNPq, Senior Member do IEEE. Publicou centenas de artigos em periódicos e em anais de congressos científicos na área de sistemas de potência, e orientou dezenas de alunos de mestrado e doutorado.

## Guilherme Matiussi Ramalho

Doutorando pela Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, atualmente.

Mestre em Engenharia de Sistemas pela Universidade de São Paulo, 2014.

Mestre em Engenharia Matemática pelo Politécnico di Milano (Milão – Itália), 2010.

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo, 2010.

Atualmente é especialista em Estudos Energéticos na EDP-Brasil. Entre as áreas de interesse estão aplicações em planejamento energético de curto prazo através otimização convexa e otimização mista inteira (*Unit Commitment problem*), além de estudos de convexidade em restrições probabilísticas.

## Ewerton Guarnier

Doutorando pela Universidade de São Paulo, USP, atualmente.

Mestre em Comercialização de Energia pela Universidade de São Paulo, USP, 2013.

Graduação em Energia e Automação pela Universidade de São Paulo, USP, 2009.

Atualmente é gestor em Estudos Energéticos na EDP-Brasil. Entre áreas de interesse estão previsão de preços no mercado livre com suporte de Algoritmos Genéticos e utilização de técnicas de Clusterização. Tem atuado em todos os segmentos do setor elétrico com foco em (i) regulação econômica, desenvolvimento de modelos para projeção de ativos e passivos regulatórios; (ii) otimização da carteira de contratos e precificação de contratos bilaterais para comercializadoras de energia elétrica e; (iii) tratamento de dados de ventos e de radiação solar e desenvolvimento de modelos para a simulação/otimização da geração de hidrelétricas.

## Donato Da Silva Filho

Diretor de Regulação e de Planejamento Energético na EDP-Brasil. Engenheiro eletricitista, com honras, pela Escola de Engenharia de São Carlos, USP, 1997, com Doutorado Direto pela mesma instituição, 2003, além de pesquisador na UNICAMP, Fulbright Visiting Scholar na Cornell University, e formações em liderança incluindo a Fundação Dom Cabral, IESE Business School e o Leadership Vanguard Program da xyneto (Índia, Mianmar, Cingapura, Inglaterra e Noruega). Professor Voluntário em cursos de pós-graduação na Universidade de São Paulo.