

# Mixed-Integer Nonlinear Programming Approach for Short-Term Hydro Scheduling

J. P. S. Catalão, *Member, IEEE*, H.M.I. Pousinho, *Associate Member, IEEE* and V. M. F. Mendes

**Abstract**— This paper is on the problem of short-term hydro scheduling, particularly concerning a head-sensitive hydro chain. A novel mixed-integer nonlinear programming approach is proposed for optimizing power generation efficiency. The proposed approach considers not only the nonlinear dependence between power generation, water discharge and head, but also start-up costs for the hydro units and discontinuous operating regions, in order to obtain more realistic and feasible results. Numerical results based on one of the main Portuguese cascaded hydro systems illustrate the proficiency of the proposed approach.

**Keywords**— Hydro scheduling, mixed-integer nonlinear programming, head change effect.

## I. NOMENCLATURA

Lista de símbolos:

- $I, i$  Conjunto e índice dos reservatórios.
- $K, k$  Conjunto e índice de horas no horizonte temporal.
- $\lambda_k$  Preço previsto da energia eléctrica na hora  $k$ .
- $p_{ik}$  Potência da usina  $i$  na hora  $k$ .
- $y_{ik}$  Variável binária que é igual a 1 se a usina  $i$  está em fase de partida no início da hora  $k$ .
- $z_{ik}$  Variável binária que é igual a 1 se a usina  $i$  está em fase de parada no início da hora  $k$ .
- $\Psi_i$  Valor futuro da água armazenada no reservatório  $i$ .
- $v_{ik}$  Volume armazenado no reservatório  $i$  no fim da hora  $k$ .
- $a_{ik}$  Afluência ao reservatório  $i$  na hora  $k$ .
- $M_i$  Conjunto de reservatórios a montante do reservatório  $i$ .
- $q_{ik}$  Caudal de água turbinado pelo reservatório  $i$  na hora  $k$ .
- $s_{ik}$  Caudal de água descarregado pelo reservatório  $i$  na hora  $k$ .
- $h_{ik}$  Altura de queda da usina  $i$  na hora  $k$ .
- $l_{ik}$  Nível de água no reservatório  $i$  na hora  $k$ .
- $\eta_{ik}$  Eficiência da usina  $i$  na hora  $k$ .
- $u_{ik}$  Variável binária que é igual a 1 se a usina  $i$  está ligada na hora  $k$ .
- $\underline{v}_i, \overline{v}_i$  Limites do volume armazenado no reservatório  $i$ .
- $\underline{h}_i, \overline{h}_i$  Limites da altura de queda na usina  $i$ .
- $\underline{q}_i, \overline{q}_i$  Limites do caudal de água turbinado na usina  $i$ .
- $A$  Matriz de incidência nodal.
- $\underline{b}, \overline{b}$  Vetor dos limites para as restrições.
- $x$  Vetor das variáveis de decisão.
- $\underline{x}, \overline{x}$  Vetor dos limites para as variáveis de decisão.

- $\overline{\eta}_i, \underline{\eta}_i$  Limites da eficiência da usina  $i$ .
- $\overline{l}_i, \underline{l}_i$  Limites do nível de água no reservatório  $i$ .

## II. INTRODUÇÃO

NA VERTENTE das energias renováveis, a energia hídrica [1] e a energia eólica [2]-[3] são hoje claras apostas em Portugal, muito embora a energia térmica [4]-[5] ainda seja necessária para atender à demanda.

Neste artigo considera-se o problema de planeamento hídrico de curto prazo, tendo em consideração a variação da altura de queda num aproveitamento hidroeléctrico em cascata. As usinas hidroeléctricas que têm uma pequena capacidade de armazenamento de água são denominadas como usinas de fio de água. Devido à sua pequena capacidade de armazenamento, a eficiência da exploração torna-se sensível à variação da altura de queda — efeito de queda [6].

Numa configuração hidráulica em cascata, onde as usinas hidroeléctricas podem ser ligadas em série ou em paralelo, as usinas situadas a montante afectam as usinas a jusante na medida em que as afluências provenientes das usinas a montante vão confluir às usinas a jusante. A configuração hidráulica da cascata juntamente com o efeito de queda, para além de tornar o problema não-linear, aumenta a dimensão do problema e a sua complexidade.

No problema de planeamento hídrico de curto prazo é considerado um horizonte temporal de um a sete dias, geralmente discretizado em períodos de uma hora. O problema de planeamento hídrico de curto prazo é tratado como sendo determinístico. Quando o problema inclui quantidades estocásticas, como a afluência aos reservatórios ou os preços da energia eléctrica, as previsões correspondentes são utilizadas [7].

O objetivo principal no problema de planeamento hídrico de curto prazo, para um produtor em ambiente de mercado, consiste em maximizar o lucro obtido com a venda da energia eléctrica para o horizonte temporal considerado [8]. O atendimento da demanda é posteriormente assegurado pelo operador independente do sistema (ISO).

A programação dinâmica (PD) foi um dos primeiros métodos aplicados ao problema do planeamento hídrico de curto prazo [9]-[10]. Contudo, a maldição da dimensionalidade, inerente à programação dinâmica, implica que a sua utilização só seja possível para problemas de dimensão reduzida.

Metodologias baseadas em inteligência artificial também têm sido aplicadas ao problema de planeamento hídrico de curto prazo [11]-[14]. Embora estas metodologias se apresentem como promissoras para a resolução deste problema, apenas podem ser encontradas soluções sub-óptimas devido às heurísticas utilizadas no processo de decisão.

J. P. S. Catalão, Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal, catalao@ubi.pt

H.M.I. Pousinho, Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal, hmi-21@hotmail.com

V. M. F. Mendes, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, Portugal, vmendes@isiel.pt

Uma abordagem natural ao problema de planejamento hídrico de curto prazo é modelar matematicamente o sistema por uma rede de fluxos [15], devido à estrutura em rede subjacente aos aproveitamentos hidroelétricos em cascata. Este modelo em rede é tipicamente considerado como linear ou linear por partes.

A programação linear (PL) é um método amplamente usado para planejamento hídrico de curto prazo [16]. No entanto, considera tipicamente que a potência fornecida é linearmente dependente do caudal de água turbinado, ignorando assim a variação da altura de queda. A programação linear inteiramista (PLIM) também tem sido frequentemente usada no planejamento hídrico de curto prazo [17]-[20], onde variáveis inteiras permitem modelar os custos de partida, que são principalmente devidos à manutenção dos enrolamentos e equipamentos mecânicos e ao mau funcionamento do equipamento de controlo [21].

O problema de planejamento hídrico de curto prazo é um problema de otimização não-linear. De facto, um modelo não-linear tem vantagens quando comparado com um modelo linear: é mais preciso, uma vez que o efeito de queda pode ser considerado [1,22]. Contudo, no modelo não-linear não é possível evitar descargas de água em zonas proibidas de operação [23], e ignorar os custos de partida pode dar origem a um planejamento hídrico inadequado.

Este artigo incide sobre o problema de planejamento hídrico de curto prazo, considerando a variação da altura de queda num aproveitamento hidroelétrico em cascata. Uma nova metodologia de programação não-linear inteiramista (PNLIM) é proposta para otimizar a eficiência de exploração. O modelo proposto considera os custos de partida e as zonas proibidas de operação, de forma a se obterem resultados mais realísticos e factíveis. Os resultados numéricos, baseados num dos principais aproveitamentos hidroelétricos em cascata de Portugal, ilustram o desempenho da metodologia proposta.

### III. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

#### A. Função Objetivo

Neste artigo, a função objetivo a ser maximizada é dada por:

$$F = \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K (\lambda_k p_{ik} - SU_i y_{ik}) + \sum_{i=1}^I \Psi_i(v_{iK}) \quad (1)$$

Em (1), o primeiro termo está relacionado com o lucro obtido em cada usina  $i$ , enquanto que o segundo termo representa os custos de partida associados às unidades. O último termo expressa o valor futuro da água armazenada nos reservatórios na última hora  $K$  [24].

#### B. Restrições

1) *Equação de balanço de água* — a equação de balanço de água para cada reservatório é dada por:

$$v_{ik} = v_{i,k-1} + a_{ik} + \sum_{m \in M_i} (q_{mk} + s_{mk}) - q_{ik} - s_{ik} \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (2)$$

Assume-se que a duração dos trânsitos de água entre as unidades hídricas é inferior ao intervalo de tempo de um estádio [1].

2) *Altura de queda* — a altura de queda é considerada uma função do nível de água a montante e a jusante dos reservatórios [6]:

$$h_{ik} = h_{ik}(v_{f(i)k}, v_{t(i)k}) \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (3)$$

3) *Potência entregue* — a potência entregue é considerada uma função do caudal de água turbinado e da eficiência da exploração:

$$p_{ik} = q_{ik} \eta_{ik}(h_{ik}) \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (4)$$

A eficiência pode ser expressa como o quociente entre a potência entregue e o caudal de água turbinado, que por sua vez depende da altura de queda entre reservatórios [22].

Cada usina hidroelétrica é caracterizada por uma relação de três variáveis: potência entregue  $p_{ik}$ , caudal de água turbinado  $q_{ik}$ , e altura de queda  $h_{ik}$ . Assumindo que a altura de queda é constante, cada usina pode ser caracterizada por um conjunto de curvas características de potência entregue versus caudal de água turbinado [17], conforme é apresentado na Fig. 1.

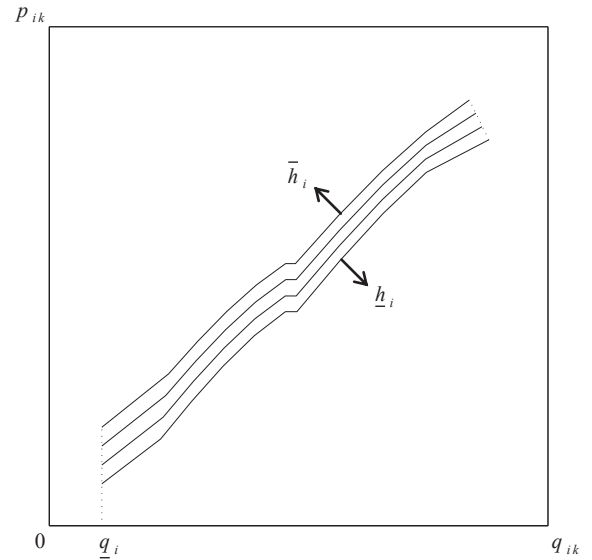


Figura 1. Conjunto de curvas características para uma usina hidroelétrica.

4) *Volume de água armazenado* — o volume de água armazenado nos reservatórios tem limite inferior e superior:

$$v_i \leq v_{ik} \leq \bar{v}_i \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (5)$$

5) *Caudal de água turbinado* — o caudal de água turbinado em cada usina tem limite inferior e superior:

$$u_{ik} \underline{q}_i \leq q_{ik} \leq u_{ik} \bar{q}_i \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (6)$$

6) *Caudal de água descarregado* — o limite inferior é considerado nulo para o caudal de água descarregado:

$$s_{ik} \geq 0 \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (7)$$

O caudal de água descarregado pode ocorrer quando o volume de água armazenado poderia ser superior ao limite máximo estabelecido, sendo então necessário proceder à descarga de água por razões de segurança. Os efeitos do caudal descarregado no planeamento hídrico foram analisados em [25].

7) *Estado de operação das usinas* — a equação seguinte assegura a coerência entre as variáveis binárias [17], relacionando o compromisso de ligar/desligar as unidades  $u_{ik}$ , a decisão de partida,  $y_{ik}$ , e a decisão de parada  $z_{ik}$ :

$$y_{ik} - z_{ik} = u_{ik} - u_{i,k-1} \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (8)$$

Embora as variáveis  $z_{ik}$  possam parecer supérfluas, visto que apenas surgem em (8), simulações computacionais anteriores demonstraram a sua utilidade na redução do tempo de computação [17].

Os valores iniciais dos volumes e afluências aos reservatórios são considerados conhecidos, bem como os preços da energia eléctrica. Metodologias de previsão dos preços da energia eléctrica estão disponíveis em [26]-[31].

#### IV. PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR INTEIRA-MISTA

A PNLIM pode ser enunciada pela maximização de:

$$F(x) \quad (9)$$

sujeito a:

$$\underline{b} \leq Ax \leq \bar{b} \quad (10)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x} \quad (11)$$

$$x_j \text{ inteiro} \quad \forall j \in J \quad (12)$$

onde  $F(\cdot)$  é uma função não-linear do vetor  $x$  das variáveis de fluxo ou de decisão,  $\underline{x}$  e  $\bar{x}$  são os vetores dos limites, mínimos e máximos, associados às variáveis de decisão,  $A$  é a matriz de incidência nodal,  $\underline{b}$  e  $\bar{b}$  são os vetores dos limites mínimos e máximos das injeções de fluxo nos nós da rede. As restrições de igualdade são definidas estabelecendo uma relação de igualdade entre o limite inferior e o limite superior, isto é,  $\underline{b} = \bar{b}$ . As variáveis  $x \in J$  são variáveis inteiras.

Os limites inferiores e superiores para o caudal de água turbinado implicam novas restrições de desigualdade que serão reescritas segundo (10).

Como é apresentado em (3) e (4), o nível de água e a potência entregue dependem respectivamente do volume de água armazenado e da altura de queda. Considerou-se uma linearização da função que relaciona a eficiência da exploração com a altura de queda. Verificou-se, pelos dados experimentais disponíveis, que esta linearização é aceitável. A linearização desta função é dada por [6]:

$$\eta_{ik} = \alpha_i h_{ik} + \eta_i^0 \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (13)$$

sendo os parâmetros  $\alpha_i$  e  $\eta_i^0$  dados por:

$$\alpha_i = (\bar{\eta}_i - \underline{\eta}_i) / (\bar{h}_i - \underline{h}_i) \quad \forall i \in I \quad (14)$$

$$\eta_i^0 = \bar{\eta}_i - \alpha_i \bar{h}_i \quad \forall i \in I \quad (15)$$

Ainda, é considerada uma linearização da função que relaciona o nível de água com o volume de água, dada por [6]:

$$l_{ik} = \beta_i v_{ik} + l_i^0 \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (16)$$

sendo os parâmetros  $\beta_i$  e  $l_i^0$  dados por:

$$\beta_i = (\bar{l}_i - \underline{l}_i) / (\bar{v}_i - \underline{v}_i) \quad \forall i \in I \quad (17)$$

$$l_i^0 = \bar{l}_i - \beta_i \bar{v}_i \quad \forall i \in I \quad (18)$$

Esta linearização é aceitável para as usinas de fio de água, com pequena capacidade de armazenamento, como acontece em Portugal.

Substituindo (13) em (4) tem-se:

$$p_{ik} = q_{ik} (\alpha_i h_{ik} + \eta_i^0) \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (19)$$

Assim, substituindo (3) e (16) em (19), a potência entregue é representada por uma função não-linear, sendo dada por:

$$P_{ik} = \alpha_i \beta_{f(i)} q_{ik} v_{f(i)k} - \alpha_i \beta_{t(i)} q_{ik} v_{t(i)k} + \chi_i q_{ik} \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (20)$$

com

$$\chi_i = \alpha_i (l_{f(i)}^0 - l_{t(i)}^0) + \eta_i^0 \quad \forall i \in I \quad (21)$$

Uma vantagem da nossa metodologia de PNLIM consiste em considerar o efeito de queda numa única função (20) dependente do caudal de água turbinado e do volume de água, evitando a necessidade de várias curvas para diferentes valores da altura de queda. Todas as restrições são lineares e a não-linearidade aparece apenas na função objetivo.

As contribuições apresentadas neste artigo, tendo em consideração artigos já publicados [1,6,22], consistem em considerar também os custos de partida (1) e as zonas proibidas de operação (6).

#### V. CASO DE ESTUDO

A metodologia de PNLIM foi aplicada a um caso de estudo realístico baseado num aproveitamento hidroeléctrico em cascata existente em Portugal, sendo comparados os resultados relativamente a uma metodologia de PLIM.

Estas metodologias foram implementadas num computador com processador a 600-MHz e 256 MB de RAM, usando a aplicação informática MATLAB e o *solver* Xpress-MP.

O *solver* Xpress-MP é uma ferramenta de optimização matemática utilizada para resolver problemas de carácter não-linear (quadrático) inteiro-misto de grande dimensão. O algoritmo considerado pelo Xpress-MP é o *Dual Simplex*

##### A. Dados de Entrada

A interligação entre os reservatórios é apresentada na Fig. 2. As usinas hidroeléctricas numeradas na Fig. 2, por 1, 2, 4, 5 e 7 são classificadas como sendo usinas de fio de

água. As usinas hidroeléctricas numeradas por 3 e 6 são classificadas por usinas de albufeira devido à sua capacidade de armazenamento mais elevada.

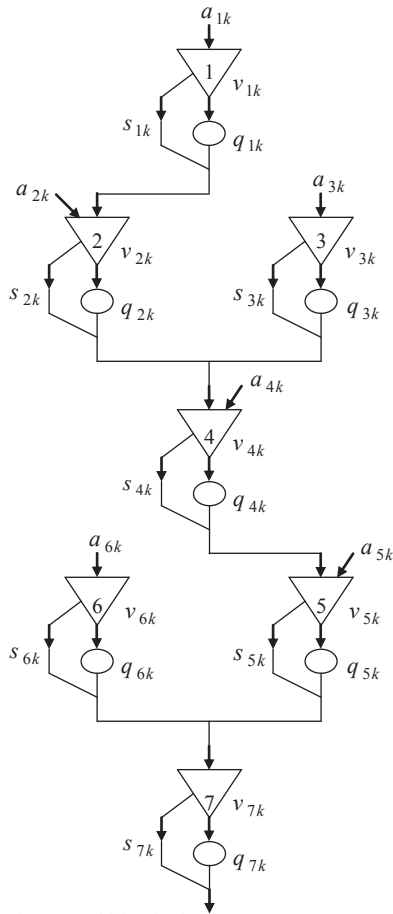


Figura 2. Aproveitamento hidroelétrico em cascata.

Assim, nas usinas hidroeléctricas numeradas por 3 e 6 a variação da altura de queda pode ser desprezada devido a ser reduzida para o horizonte temporal de curto prazo. A afluência é considerada somente nos reservatórios 1 a 6. O volume final de água nos reservatórios é considerado igual ao valor no início do horizonte temporal, sendo que o volume inicial corresponde a 80% do volume máximo.

O horizonte temporal considerado é um dia dividido em 24 períodos horários. O perfil dos preços da energia eléctrica é apresentado na Fig. 3, sendo \$ uma quantidade simbólica.

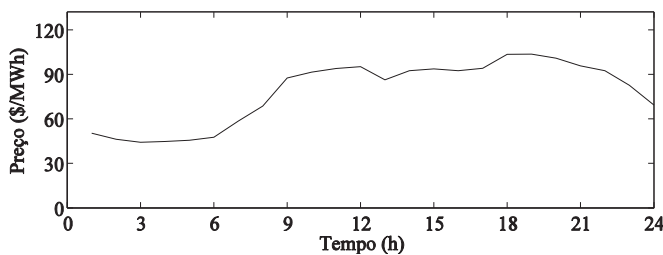


Figura 3. Perfil de preços da energia eléctrica.

### B. Análise dos Resultados

Na Fig. 4 são apresentadas as trajectórias para o volume de água armazenada nos reservatórios. As linhas contínuas e as linhas tracejadas representam, respectivamente, os resultados obtidos com a metodologia de PNLIM e os resultados obtidos com a metodologia de PLIM.

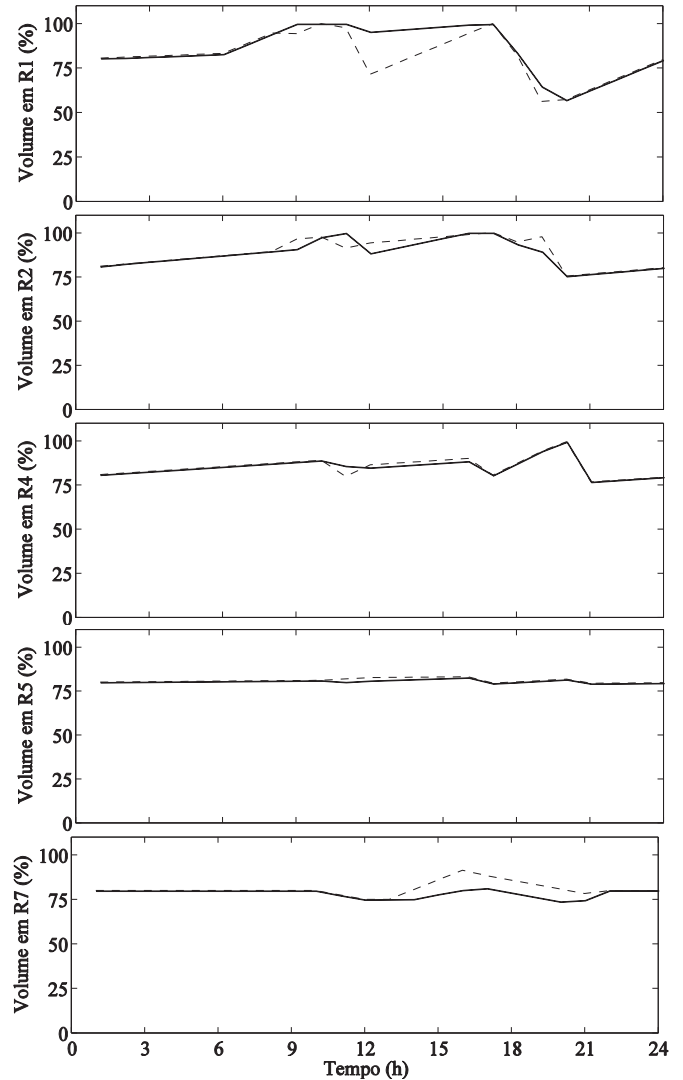


Figura 4. Volume de água nos reservatórios, em percentagem dos valores máximos, para cada uma das metodologias consideradas.

Os resultados obtidos para o volume de água nos reservatórios, Fig. 4, permitem ilustrar a influência do efeito de queda na exploração óptima de recursos hídricos. Nos resultados obtidos com a nova metodologia de PNLIM, a trajectória para o volume de água no reservatório situado no início da cascata é elevada, visando a maximização do lucro total. Contrariamente, a trajectória para o volume de água no reservatório situado no fim da cascata é reduzida, visando aumentar a altura de queda para os reservatórios imediatamente a montante.

Na Fig. 5 são apresentadas as trajectórias para o caudal de água turbinado em cada usina. As linhas contínuas e as linhas tracejadas representam, respectivamente, os resultados obtidos

com a metodologia de PNLIM e os resultados obtidos com a metodologia de PLIM.

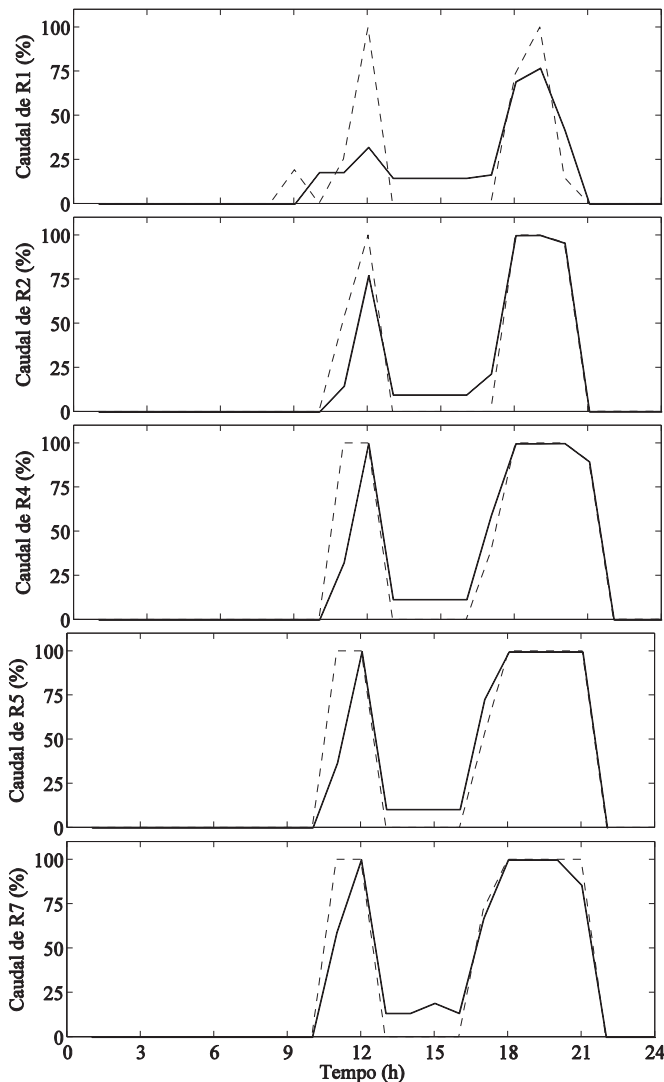


Figura 5. Caudais de água turbinados nas usinas, em percentagem dos valores máximos, para cada uma das metodologias consideradas.

A comparação dos resultados da PLIM com PNLIM, apresentados na Fig. 5, revelam que as trajetórias do caudal de água turbinado transitam mais rapidamente do valor mínimo para o valor máximo na PLIM, do que acontece na PNLIM, devido à não consideração do efeito de queda na PLIM.

Uma das contribuições deste artigo consiste em evitar caudais de água turbinados em zonas proibidas de operação, nomeadamente, entre 0 e  $q_i$ .

A outra contribuição consiste em incluir custos de partida na função objetivo, o que implica um desempenho diferente das usinas hidroeléctricas na cascata. Assim, uma vez que uma unidade hídrica entre em operação, ela tende a permanecer ligada durante mais horas, evitando partidas frequentes.

O resumo dos resultados obtidos para este aproveitamento hidroeléctrico em cascata é apresentado na Tabela I. Embora o caudal de água turbinado médio é, como se esperava, igual para ambas as metodologias de otimização, o volume de água

armazenada é superior com a PNLIM, pelo facto de se considerar o efeito de queda.

TABELA I  
COMPARAÇÃO DA PNLIM COM A PLIM

Metodologia	Caudal turbinado (%)	Volume de água (%)	Lucro total ( $\$ \times 10^3$ )	Tempo de computação (s)
PLIM	25.00	83.08	718.33	1.75
PNLIM	25.00	83.19	747.52	21.95

A metodologia de PNLIM possibilita um lucro total mais elevado, cerca de 4%. Ainda, o tempo de computação adicional é aceitável. Pelo que, a metodologia de PNLIM proporciona melhores resultados para os aproveitamentos hidroeléctricos em cascata.

Para modelar as variações da altura de queda na PLIM, a discretização da dependência não-linear entre a potência entregue, o caudal de água turbinado e a altura de queda é requerida. Contudo, tal discretização exige um aumento substancial do tempo de computação necessário para resolver o problema do planeamento hídrico de curto prazo. Por exemplo, a solução óptima reportada em [17] exigiu um tempo de computação de 22 minutos, utilizando um computador com processador a 400-MHz e 500 MB de RAM.

A principal vantagem da nova metodologia de PNLIM é considerar a variação da altura de queda numa única função dependente do caudal de água turbinado e do volume de água armazenado, podendo ser usada de uma maneira directa, em vez de derivar diversas curvas referentes às várias alturas de queda.

## VI. CONCLUSÕES

Uma nova metodologia de PNLIM é proposta para o problema de planeamento hídrico de curto prazo, considerando não só o efeito de queda, mas também considerando os custos de partida e as zonas proibidas de operação. Uma vantagem da metodologia consiste em considerar o efeito de queda numa única função dependente do caudal de água turbinado e do volume de água armazenado. Comparativamente a uma metodologia de PLIM, o caudal de água turbinado médio é igual para ambas as metodologias de otimização, mas o volume de água armazenada é superior com a PNLIM pelo facto de se considerar o efeito de queda. Assim, com a metodologia de PNLIM obtêm-se um lucro total mais elevado, cerca de 4%. Ainda, o tempo de computação adicional é aceitável.

## AGRADECIMENTOS

Os autores deste artigo agradecem as contribuições dos Professores Luís A. F. M. Ferreira e Sílvio J. P. S. Mariano.

## REFERÊNCIAS

- [1] J. P. S. Catalão, S. J. P. S. Mariano, V. M. F. Mendes, and L. A. F. M. Ferreira, "Scheduling of head-sensitive cascaded hydro systems: a nonlinear approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, pp. 337–346, Feb. 2009.



- [2] R. Melício, V. M. F. Mendes, and J. P. S. Catalão, "Modeling and simulation of wind energy systems with matrix and multilevel power converters," *IEEE Latin America Trans.*, vol. 7, pp. 78–84, Mar. 2009.
- [3] R. B. Rodrigues, V. M. F. Mendes, J. P. S. Catalão, S. Correia, V. Prior, and M. Aguado, "Analysis of the thunderstorm activity in Portugal for its application in the lightning protection of wind turbines," *IEEE Latin America Trans.*, vol. 7, pp. 519–526, Sept. 2009.
- [4] J. P. S. Catalão, S. J. P. S. Mariano, V. M. F. Mendes, and L. A. F. M. Ferreira, "Short-term scheduling of thermal units: emission constraints and trade-off curves," *Euro. Trans. Electr. Power*, vol. 18, pp. 1–14, Jan. 2008.
- [5] J. P. S. Catalão, S. J. P. S. Mariano, V. M. F. Mendes, and L. A. F. M. Ferreira, "Unit commitment in a competitive and emission constrained environment," *IEEE Latin America Trans.*, vol. 7, pp. 560–568, Sept. 2009.
- [6] J. P. S. Catalão, S. J. P. S. Mariano, V. M. F. Mendes, and L. A. F. M. Ferreira, "Parameterisation effect on the behaviour of a head-dependent hydro chain using a nonlinear model," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 76, pp. 404–412, Apr. 2006.
- [7] L. A. F. M. Ferreira, T. Andersson, C. F. Imparato, T. E. Miller, C. K. Pang, A. Svoboda, and A. F. Vojdani, "Short-term resource scheduling in multi-area hydrothermal power systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 11, pp. 200–212, Jul. 1989.
- [8] S. J. P. S. Mariano, J. P. S. Catalão, V. M. F. Mendes, and L. A. F. M. Ferreira, "Optimising power generation efficiency for head-sensitive cascaded reservoirs in a competitive electricity market," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 30, pp. 125–133, Feb. 2008.
- [9] S. M. Amado and C. C. Ribeiro, "Short-term generation scheduling of hydraulic multi-reservoir multi-area interconnected systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PWRS-2, pp. 758–763, Aug. 1987.
- [10] A. Arce, T. Ohishi, and S. Soares, "Optimal dispatch of generating units of the Itaipú hydroelectric plant," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 154–158, Feb. 2002.
- [11] P. T. Leite, A. A. F. M. Carneiro, and A. C. P. L. F. Carvalho, "Energetic operation planning using genetic algorithms," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 173–179, Feb. 2002.
- [12] R. Naresh and J. Sharma, "Short term hydro scheduling using two-phase neural network," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 24, pp. 583–590, Oct. 2002.
- [13] C. W. Jiang and E. Bompard, "A self-adaptive chaotic particle swarm algorithm for short term hydroelectric system scheduling in deregulated environment," *Energy Conv. Manag.*, vol. 46, pp. 2689–2696, Oct. 2005.
- [14] W. Jiekang, Z. Jianquan, C. Guotong, and Z. Hongliang, "A hybrid method for optimal scheduling of short-term electric power generation of cascaded hydroelectric plants based on particle swarm optimization and chance-constrained programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, pp. 1570–1579, Nov. 2008.
- [15] A. R. L. Oliveira, S. Soares, and L. Nepomuceno, "Short term hydroelectric scheduling combining network flow and interior point approaches," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 27, pp. 91–99, Feb. 2005.
- [16] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*. New York: Wiley, 1996.
- [17] A. J. Conejo, J. M. Arroyo, J. Contreras, and F. A. Villamor, "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 1265–1272, Nov. 2002.
- [18] J. García-González, E. Parrilla, J. Barquín, J. Alonso, A. Sáiz-Chicharro, and A. González, "Under-relaxed iterative procedure for feasible short-term scheduling of a hydro chain," *IEEE Power Tech 2003 Conf.*, Bologna, Italy, 2003.
- [19] J. García-González, E. Parrilla, and A. Mateo, "Risk-averse profit-based optimal scheduling of a hydro-chain in the day-ahead electricity market," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 181, pp. 1354–1369, Sept. 2007.
- [20] A. Borghetti, C. D'Ambrosio, A. Lodi, and S. Martello, "An MILP approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, pp. 1115–1124, Aug. 2008.
- [21] O. Nilsson and D. Sjelvgren, "Hydro unit start-up costs and their impact on the short term scheduling strategies of Swedish power producers," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 38–43, Feb. 1997.
- [22] S. J. P. S. Mariano, J. P. S. Catalão, V. M. F. Mendes, and L. A. F. M. Ferreira, "Profit-based short-term hydro scheduling considering head-dependent power generation," *IEEE Power Tech 2007 Conf.*, Lausanne, Switzerland, 2007.
- [23] E. C. Finardi and E. L. Silva, "Solving the hydro unit commitment problem via dual decomposition and sequential quadratic programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, pp. 835–844, May 2006.
- [24] W. Uturbey and A. Simões Costa, "Dynamic optimal power flow approach to account for consumer response in short term hydrothermal coordination studies," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, pp. 414–421, May 2007.
- [25] A. L. Diniz and M. E. P. Maceira, "A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, pp. 1298–1308, Aug. 2008.
- [26] J. Contreras, R. Espínola, F. J. Nogales, and A. J. Conejo, "ARIMA models to predict next-day electricity prices," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 1014–1020, Aug. 2003.
- [27] A. M. González, A. M. San Roque, and J. García-González, "Modeling and forecasting electricity prices with input/output hidden Markov models," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, pp. 13–24, Feb. 2005.
- [28] A. J. Conejo, M. A. Plazas, R. Espínola, and A. B. Molina, "Day-ahead electricity price forecasting using the wavelet transform and ARIMA models," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, pp. 1035–1042, May 2005.
- [29] A. T. Lora, J. M. R. Santos, A. G. Expósito, J. L. M. Ramos, and J. C. R. Santos, "Electricity market price forecasting based on weighted nearest neighbors techniques," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, pp. 1294–1301, Aug. 2007.
- [30] J. P. S. Catalão, S. J. P. S. Mariano, V. M. F. Mendes, and L. A. F. M. Ferreira, "Short-term electricity prices forecasting in a competitive market: a neural network approach," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, pp. 1297–1304, Aug. 2007.
- [31] N. Amjady and F. Keynia, "Day ahead price forecasting of electricity markets by a mixed data model and hybrid forecast method," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 30, pp. 533–546, Nov. 2008.



**J. P. S. Catalão** (M'04) recebeu o grau de Mestre pelo Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal, em 2003 e o grau de Doutor pela Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal, em 2007. Atualmente, é Professor Auxiliar na Universidade da Beira Interior. Os seus actuais interesses de investigação são otimização hídrica, afectação de unidades térmicas, previsão dos preços da energia eléctrica, sistemas de energia eólica, e mercados de energia eléctrica. Dr. Catalão é Editor Associado do *International Journal of Power and Energy Systems*, y Membro do Comité Editorial de *Electric Power Components & Systems*. Ainda, é avaliador regular no IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, no *IET Generation, Transmission & Distribution*, e no *Electric Power Systems Research*.



**H. M. I. Pousinho** (A'09) recebeu o grau de Mestre pela Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal, em 2009. Atualmente, é aluno de Doutoramento na Universidade da Beira Interior. Os seus actuais interesses de investigação são otimização hídrica, afectação de unidades térmicas, e previsão dos preços da energia eléctrica.



**V. M. F. Mendes** recebeu os graus de Mestre e Doutor pelo Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal, em 1987 e 1994, respectivamente. Atualmente, é Professor Coordenador com Agregação no Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, Portugal. Os seus actuais interesses de investigação são coordenação hidrotérmica, teoria da otimização e suas aplicações, e energias renováveis.