

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

UMA PROPOSTA LINEAR INTEIRA MISTA DE FUNÇÃO DE PRODUÇÃO HIDRELÉTRICA CONSIDERANDO CONJUNTOS GERADORES AGREGADOS

GUILHERME MATIUSSI RAMALHO (1); ERLON CRISTIAN FINARDI (2)
CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (1); UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA (2)

RESUMO

A programação diária da operação energética é um problema de difícil solução devido às complexidades associadas à modelagem deste problema. Em especial, a representação da geração hidrelétrica é particularmente desafiadora devido ao acoplamento espacial/temporal, além de conter funções de produção não-lineares e descontínuas. Matematicamente, a forma mais direta de representação é a individualização das unidades geradoras. Contudo, isso onera demasiadamente o problema do ponto de vista computacional. Assim, este trabalho propõe uma formulação para função de produção hidrelétrica em que a geração é vista de forma agregada por usina, porém a decisão do número de máquinas comissionadas é feita pela quantidade ótima de unidades.

PALAVRAS-CHAVE

Programação Diária da Operação Energética, Função de Produção Hidrelétrica, Programação Linear Inteira Mista.

1.0 INTRODUÇÃO

A programação diária da operação energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) é um problema complexo devido à natureza de grande porte e por contar com a presença de fatores exógenos como, por exemplo, precipitações, variação de demandas e a ação de fontes intermitentes. Os sistemas hidrelétricos, que predominam como fontes de geração no caso brasileiro, contribuem para essa complexidade devido aos acoplamentos espaciais e temporais, além das especificidades e não-linearidades das funções de produção hidrelétrica (FPH).

A literatura [1] define a FPH como uma função complexa, com características não-lineares, não-côncavas e descontínuas, que dependem das cotas de montante e jusante da usina, das perdas hidráulicas e da eficiência dos conjuntos turbina-gerador. A abordagem de FPH tradicionalmente utilizada no modelo oficial de programação da operação considera uma função quadridimensional (dependente do volume armazenado, turbinamento e vertimento), agregada por usina, contínua e linear por partes (LPP) [2]. Essa abordagem, em termos gerais, possui vantagens do ponto de vista computacional pois reduz drasticamente a dimensão do problema da programação devido a descon siderações das restrições do *unit commitment* hidrelétrico. Porém entre as suas desvantagens estão a não garantia de viabilidade do despacho proposto, devido a descon sideração de zonas proibidas da FPH e a não definição da quantidade de máquinas despachadas de forma otimizada.

Portanto, a contribuição do presente trabalho é a proposição de uma nova formulação de FPH para o problema da programação, na qual a geração é vista de forma agregada por usina, enquanto o comissionamento é definido pela quantidade ótima de unidades. Na prática, a representação proposta faz com que um grupo de unidades fisicamente idênticas seja representado por um único grupo de restrições LPPs agregados. A principal vantagem está na redução do número de restrições necessárias quando comparado a modelos individualizados tradicionais, além de ter um potencial de melhora em termos de aderência à função não-linear exata. Como resultado, o modelo da programação ainda pode ser resolvido através da Programação Linear Inteira Mista (PLIM), presente na maioria dos *solvers* comerciais e do tipo *open source*.

A representação de eficientes formulações de FPHs para o modelo da programação é tópico desafiador, profícuo e atual na literatura. Com relação a publicações recentes, em [3] são apresentadas soluções que consideram as descontinuidades da função de produção agregada da usina, através de modelos lineares e LPPs nas faixas operativas. Em [4] são comparadas cinco formulações lineares inteiras mistas baseadas na discretização da função de produção. Os autores em [5] propõem uma técnica de dois passos no qual primeiramente é feita agregação das unidades geradoras idênticas para se definir as quedas brutas horárias e no segundo passo é definido o

comissionamento das unidades de forma individualizada. Por outro lado, em [6] é feita uma revisão bibliográfica sobre as mais recentes modelagens de unidades geradoras hidrelétricas aplicadas a problemas de modelos de despacho de curto prazo. Uma análise bibliográfica extensiva relativa ao problema de *unit commitment* é desenvolvida em [7].

Por fim, o restante deste artigo é organizado da seguinte forma: a metodologia proposta é apresentada na Seção 2.0; os resultados são apresentados na Seção 3.0 e na Seção 4.0 são descritas as conclusões do trabalho.

2.0 METODOLOGIA

O objetivo do trabalho é definir uma modelagem da FPH considerando unidades com base de um agrupamento com propriedades físicas semelhantes. A proposta considera as funções de variação de produtividade com a queda bruta, a perda hidráulica dos condutos forçados e que represente a produtibilidade através de um paradigma de PLIM. A novidade da estratégia é trazer, através de manipulações no equacionamento e a consideração de agrupamentos de unidades geradoras, a redução do número necessário de funções lineares por partes para o detalhamento da função de produção. Como desvantagem, há a necessidade de um aumento do número de variáveis para representar o modelo.

Conforme será apresentado na Seção 3.0, os testes tomaram por base um problema de planejamento de pequena escala. O horizonte de operação considerado foi de um dia, com discretização horária. Acoplamentos espaciais e temporais foram considerados na modelagem. Simulações comparativas foram feitas entre a abordagem proposta e uma proposta em linha com a formulação tradicional LPP individualizada. Como referência comparativa de ambos os resultados, o despacho das usinas resultantes dos dois modelos otimização são utilizados para se calcular a geração considerando uma aproximação à realidade do sistema físico. Isso é feito através de uma análise à posteriori, utilizando a política de defluência fixada e níveis de montante e jusante observados da simulação, fazendo-se o cálculo da geração hidrelétrica através da FPH não-linear exata clássica.

2.1 Formulação da FPH

Simplificando a notação matemática, o modelo da presente seção considera usinas às quais todas as unidades são idênticas. Contudo, a notação pode ser facilmente estendida para casos com mais agrupamentos de unidades idênticas. Inicialmente, é considerado que se tem disponível o seguinte modelo LPP para cada unidade geradora:

$$g\dot{u}h_{j,l,t} - n_{0l}^{(n)} \dot{q}u_{j,l,t} - n_{1l}^{(n)} \dot{h}_{j,l,t} - n_{2l}^{(n)} \leq 0, \quad \forall n, j, l \quad (1)$$

Em (1) $g\dot{u}h_{j,l,t}$, $\dot{q}u_{j,l,t}$ e $\dot{h}_{j,l,t}$ são, respectivamente a potência (MW), a geração turbinada (m^3/s) e a queda líquida (m) para a unidade hidrelétrica j , a usina l e período t . As constantes $n_{0l}^{(n)}$, $n_{1l}^{(n)}$ e $n_{2l}^{(n)}$ possuem o índice (n) respectivo à restrição de desigualdade linear que modela a unidade geradora, no qual o conjunto de todas as funções é a representação LPP da FPH. Nesta formulação, as variáveis com a notação de ponto, como em $\dot{h}_{j,l,t}$ são variáveis de decisão ou estado do modelo, e as notações sem ponto, como em $n_{0l}^{(n)}$, são parâmetros. Como a presente formulação é genérica para cada período t e usina l , a notação será simplificada de forma a omitir esses índices, de forma a representar somente a unidade geradora j . Portanto a geração da unidade $g\dot{u}h_{j,l,t}$ será designada $g\dot{h}u_j$, e quando se tratar de uma variável ou parâmetro relativo à usina (ou agrupamento gerador) não haverá subscrições, como em $n_0^{(n)}$. Com base nisso, é possível reescrever (1) conforme:

$$g\dot{u}h_j - n_0^{(n)} \dot{q}u_j - n_1^{(n)} (g\dot{r}h - \dot{q}ul_j) - n_2^{(n)} \leq 0, \quad \forall n, j \quad (2)$$

Acima, $g\dot{r}h$ e $\dot{q}ul_j$ são, respectivamente, a queda bruta (m) na usina e a perda hidráulica (m) da unidade geradora j . Quando são assumidos agrupamentos de unidades idênticas e o modelo LPP é côncavo, é facilmente verificável pelas condições de otimalidade que o turbinamento $\dot{q}u_j$ das unidades ligadas são idênticos na solução ótima do problema. Consequentemente, pode-se agregar as desigualdades que compõem o modelo LPP em um único grupo, sacando a dependência do modelo em relação a unidade j e, portanto, reduzindo o número de restrições necessários para representar a FPH em uma dada usina:

$$g\dot{h} - n_0^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \bar{z}_j \dot{q}j - n_1^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \bar{z}_j (g\dot{r}h - \dot{q}ul_j) - n_2^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \bar{z}_j \leq 0, \quad \forall n, j. \quad (3)$$

Em (3), $g\dot{h}$ é a geração da usina e \bar{z}_j é uma variável binária que define o estado de acionamento (ligado $\bar{z}_j = 1$ ou desligado $\bar{z}_j = 0$) da unidade geradora j . A letra \mathcal{J} representa o conjunto de unidades idênticas j . Nota-se que comparando (2) e (3), tem-se que $\dot{q}u_j = \bar{z}_j \dot{q}j$. A não-linearidade devido à multiplicação de variáveis de decisão $\bar{z}_j g\dot{r}h$ é endereçada pela variável de decisão auxiliar $\dot{v}s_j = \bar{z}_j g\dot{r}h$ por meio das seguintes restrições:

$$grh^{min} \bar{z}_j \leq \dot{v}s_j \leq grh^{max} \bar{z}_j \quad \forall j, \quad (4)$$

$$grh^{min}(1 - \bar{z}_j) \leq \dot{g}rh - \dot{v}s_j \leq grh^{max}(1 - \bar{z}_j) \quad \forall j, \quad (5)$$

onde $grh^{min(max)}$ são os limites de queda bruta. Logo, (3) é escrito da seguinte forma:

$$\dot{g}h - n_0^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \bar{z}_j \dot{q}_j - n_1^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \dot{v}s_j + n_1^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \bar{z}_j \dot{q}ul_j - n_2^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \bar{z}_j \leq 0, \quad \forall n, j, \quad (6)$$

$$grh^{min} \bar{z}_j \leq \dot{v}s_j \leq grh^{max} \bar{z}_j \quad \forall j, \quad (7)$$

$$grh^{min}(1 - \bar{z}_j) \leq \dot{g}rh - \dot{v}s_j \leq grh^{max}(1 - \bar{z}_j) \quad \forall j, \quad (8)$$

Para endereçar as não linearidades $\bar{z}_j \dot{q}_j$, utiliza-se a variável auxiliar $\dot{q}ct$, que força a geração idêntica em todas as unidades ligadas, e a inclusão das restrições a seguir:

$$q_j^{min} \bar{z}_j \leq \dot{q}_j \leq q_j^{max} \bar{z}_j \quad \forall j, \quad (9)$$

$$q_j^{min}(\bar{z}_j - 1) \leq \dot{q}ct - \dot{q}_j \leq q_j^{max}(1 - \bar{z}_j) \quad \forall j. \quad (10)$$

no qual $q_j^{min(max)}$ são limites de vazão turbinada das unidades (m^3/s). Para lidar com a não-linearidade $\bar{z}_j \dot{q}ul_j$, usa-se a premissa de modelagem da perda hidráulica como uma função quadrática [1], que pode ser aproximada pela seguinte função LPP:

$$\dot{q}ul_j - h_0^{(r)} \dot{q}_j - h_1^{(r)} \geq 0, \quad \forall r, j. \quad (11)$$

Em (11), $h_0^{(r)}$ e $h_1^{(r)}$ são constantes, e r é o índice que representa o número de funções LPP da função perda hidráulica. Considerando a igualdade de perdas hidráulicas para as unidades ligadas, define-se também uma equação LPP única que modela a perda hidráulica de todo agrupamento de unidades:

$$\dot{q}l - \sum_{j \in \mathcal{J}} \bar{z}_j (h_0^{(r)} \dot{q}_j + h_1^{(r)}) \geq 0, \quad \forall r. \quad (12)$$

Acima, $\dot{q}l$ apresenta a perda hidráulica do agrupamento. Dado que $\bar{z}_j \dot{q}_j = \dot{q}_j$, pode-se agregar as restrições (9)-(10), (12) com (6)-(8) da seguinte maneira:

$$\dot{g}h - n_0^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \dot{q}_j - n_1^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \dot{v}s_j + n_1^{(n)} \dot{q}l - n_2^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \bar{z}_j \leq 0, \quad \forall n, j, \quad (13)$$

$$\dot{q}l - h_0^{(r)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \dot{q}_j - h_1^{(r)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \bar{z}_j \geq 0, \quad \forall r, j, \quad (14)$$

$$grh^{min} \bar{z}_j \leq \dot{v}s_j \leq grh^{max} \bar{z}_j \quad \forall j, \quad (15)$$

$$grh^{min}(1 - \bar{z}_j) \leq \dot{g}rh - \dot{v}s_j \leq grh^{max}(1 - \bar{z}_j) \quad \forall j, \quad (16)$$

$$q_j^{min} \bar{z}_j \leq \dot{q}_j \leq q_j^{max} \bar{z}_j \quad \forall j, \quad (17)$$

$$q_j^{min}(\bar{z}_j - 1) \leq \dot{q}ct - \dot{q}_j \leq q_j^{max}(1 - \bar{z}_j) \quad \forall j. \quad (18)$$

Por último, modela-se a queda bruta do agrupamento $\dot{g}rh$. Para esse fim, no presente equacionamento se faz uma aproximação linear para as equações polinomiais de cota à montante e de cota à jusante. Essa modelagem, pode ser facilmente estendida para uma representação LPP para essas funções, sobretudo para a cota a jusante que tem um potencial maior de alteração ao longo do dia. Portanto, a queda bruta $\dot{g}rh$ é representada a seguir.

$$\dot{g}rh - p_0 \dot{v} - p_1 + d_0 \left(\sum_{j \in \mathcal{J}} \dot{q}_j + \dot{s} \right) + d_1 = 0. \quad (19)$$

Acima, p_0, p_1, d_0 e d_1 são constantes, \dot{v} é o volume no reservatório (hm^3) e \dot{s} é o vertimento em m^3/s . Portanto, a modelagem final da FPH proposta é apresentada a seguir.

$$\dot{g}h - n_0^{(n)} \sum_{j \in J} \dot{q}_j - n_1^{(n)} \sum_{j \in J} \dot{v}s_j + n_1^{(n)} \dot{q}l_j - n_2^{(n)} \sum_{j \in J} \bar{z}_j \leq 0, \forall n, j, \quad (20)$$

$$\dot{q}l - h_0^{(r)} \sum_{j \in J} \dot{q}_j - h_1^{(r)} \sum_{j \in J} \bar{z}_j \geq 0, \forall r, j, \quad (21)$$

$$\dot{g}r\dot{h} - p_0\dot{v} - p_1 + d_0 \left(\sum_{j \in J} \dot{q}_j + \dot{s} \right) + d_1 = 0, \quad (22)$$

$$grh^{min} \bar{z}_j \leq \dot{v}s_j \leq grh^{max} \bar{z}_j \quad \forall j, \quad (23)$$

$$grh^{min}(1 - \bar{z}_j) \leq \dot{g}r\dot{h} - \dot{v}s_j \leq grh^{max}(1 - \bar{z}_j) \quad \forall j, \quad (24)$$

$$q_j^{min} \bar{z}_j \leq \dot{q}_j \leq q_j^{max} \bar{z}_j \quad \forall j, \quad (25)$$

$$q_j^{min}(\bar{z}_j - 1) \leq \dot{q}ct - \dot{q}_j \leq q_j^{max}(1 - \bar{z}_j) \quad \forall j. \quad (26)$$

Além da FPH proposta neste trabalho, existe outras restrições que completam o modelo de planejamento de curto prazo, incluindo as restrições termelétricas, equações de balanço de demanda e hidráulicos, acoplamentos, função de custo futuro, etc. em [8], [9]. Para efeitos comparativos, a abordagem tradicional LPP considera o seguinte formato de FPH:

$$\dot{g}h_j - c_0^{(m)} \bar{z}_j - c_1^{(m)} \dot{q}_j - c_2^{(m)} \dot{v}_j - c_3^{(m)} \left(\sum_{j \in J} \dot{v}_j + \dot{s} \right) \leq 0, \forall m, j. \quad (27)$$

As linearizações por partes do modelo (27) são definidas para cada unidade de geração, e são obtidas através de técnicas de obtenção de envoltórias convexas das FPHs exatas [10].

3.0 RESULTADOS

Para se verificar a eficiência da proposta, testes foram conduzidos considerando um modelo de programação da operação com horizonte diário e discretização horária. O sistema teste é composto por cinco barras conectadas e representado na Figura 1, a seguir:

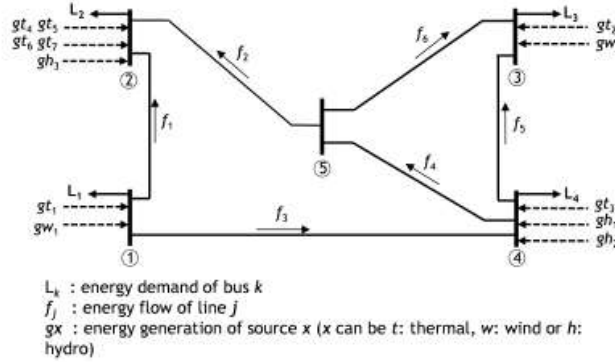


Figura 1 - Sistema teste para execução.

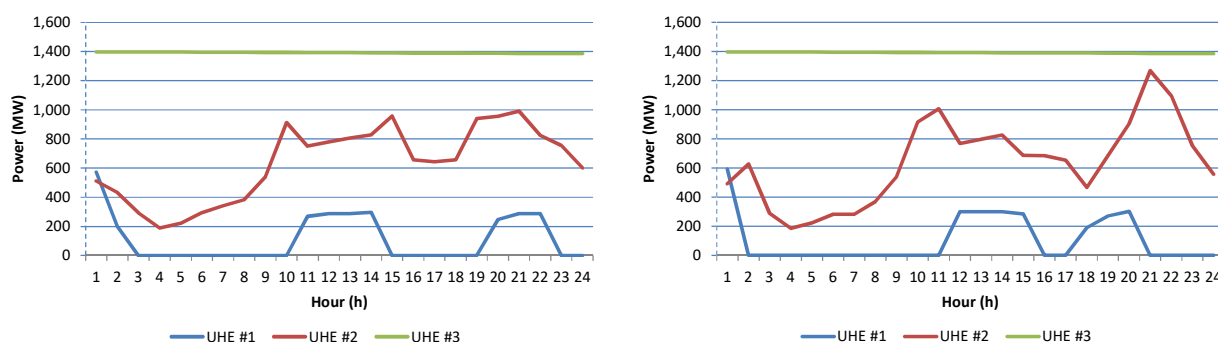
O sistema é composto por três usinas hidrelétricas, sete termelétricas, duas eólicas e quatro barras com cargas. As hidrelétricas são consideradas com seus acoplamentos espaciais (gh_1 à montante de gh_2) e temporais. As usinas possuem também uma regularização maior que diária, com variação máxima de 5% do volume útil ao longo do dia. Com relação à dimensão do problema, o modelo completo tradicional LPP é composto por 13.024 restrições lineares, 1.969 variáveis, sendo 456 binárias. Já o modelo proposto é composto por 5.968 restrições lineares, 2.185 variáveis, sendo 456 binárias. Aqui nota-se o *trade-off* entre a redução do número de restrições da FPH, com o aumento do número de variáveis necessárias. Mais detalhes relacionados ao sistema teste proposto podem ser encontrados em [8]. Os testes considerando a geração eólica determinística foram conduzidos em um computador pessoal Intel i7 @ 1.9 GHz com 8 GB de memória RAM. Os resultados são sumarizados na **Tabela 1** a seguir.

Tabela 1 - Sumário de resultados – Variação do volume inicial.

	Médias relativas	Min	Max	Tempo m. exec. (s)
UHE # 1 P	0.06%	-1.16%	1.12%	
UHE # 2 P	-1.39%	-1.52%	-1.23%	
UHE # 3 P	-1.33%	-2.74%	0.31%	
Proposta	-0.89%	-1.80%	0.10%	9.21
UHE # 1 LPP	-0.54%	-2.56%	-0.02%	
UHE # 2 LPP	-1.35%	-1.59%	-1.24%	
UHE # 3 LPP	-1.06%	-1.70%	-0.34%	
LPP	-0.98%	-1.46%	-0.35%	28.07

A Tabela 1 apresenta os resultados relativos ao teste considerando variação do armazenamento inicial das três usinas hidrelétricas para 10 cenários diferentes, variando de níveis próximos aos volumes mínimos até os volumes máximos. Os valores percentuais são todos referentes à comparação com a FPH exata (não-linear e não-côncava). Para essas execuções, a proposta metodológica de FPH considera o modelo representado pelas restrições (20)-(26), no qual as restrições (20) correspondem a seis restrições LPPs, as restrições (21) são modeladas por duas restrições LPPs e a restrição (22), relativa à queda bruta, é modelada somente por uma restrição afim no qual as funções de cota à montante e cota à jusante são modeladas linearmente. O modelo de referência LPP apresentado na Tabela 1 é representado por 26 restrições por unidade geradora.

Através dos resultados apurados pelas médias diárias relativas, considerando as três UHEs, verifica-se uma pequena melhora com relação à acurácia média quando comparado à FPH LPP, de cerca de 0,10%. Os desvios máximos e mínimos não apresentam grandes diferenciais com relação aos dois modelos comparados. Com relação ao tempo de processamento, a proposta se mostra eficiente do ponto de vista de redução de tempo computacional, variando de 28,1s do modelo tradicional LPP para 9,2 s da proposta. A seguir, através da Figura 2, é apresentado um resultado exemplo do despacho considerando volumes iniciais com 60% do volume útil.

**Figura 2** - Exemplo 60% do volume útil –LPP tradicional (esquerda) e proposta metodológica (direita)

Pelo exemplo da Figura 2, observa-se que não há diferenças substanciais no padrão de geração das UHEs entre o modelo de referência tradicional LPP e a metodologia proposta. Para os outros cenários propostos, esse padrão se mantém.

Para complementar os resultados obtidos através da simulação determinística, tornando a solução mais abrangente, a seguir são apresentados testes oriundos de execuções mantendo os mesmos volumes iniciais, porém colocando a variação da energia eólica de forma estocástica. Os cenários são considerados considerando-se diferentes níveis de desvio de geração aceitos pelo operador do sistema. Maiores detalhes sobre a abordagem na representação da variação da energia eólica através de restrições probabilísticas se encontram nos seguintes trabalhos [8], [9]. As principais conclusões são apresentadas na tabela a seguir:

Tabela 2 - Sumário dos resultados - Estocasticidade Eólica

	Médias	Min	Max	Tempo m. exec. (s)
UHE # 1 P	0.03%	-0.15%	0.23%	637
UHE # 2 P	-1.10%	-1.12%	-1.06%	
UHE # 3 P	-1.47%	-1.49%	-1.44%	
UHE # 1 LPP	-0.73%	-0.79%	-0.60%	1221
UHE # 2 LPP	7.19%	6.15%	7.75%	
UHE # 3 LPP	-6.30%	-6.77%	-6.03%	

Os resultados da **Tabela 2** mostram que, a depender da hidrelétrica considerada, a abordagem tradicional LPP apresenta desvios médios diários entre [-7%, +8%]. Esse desvio passa a ficar entre [-1,5%, 0,2%] na modelagem proposta. Também através da abordagem estocástica, os tempos computacionais se reduziram, indo de cerca de 20,4 minutos (na metodologia tradicional LPP) para cerca de 10,6 minutos (na proposta).

4.0 CONCLUSÃO

O trabalho concentrou-se na apresentação de uma nova proposta metodológica para a representação da Função de Produção Hidrelétrica. Uma vez que o paradigma proposto se mostra apropriado para a utilização no planejamento energético de curtíssimo prazo, ou seja, na linha metodológica do modelo DESSEM, a proposta procura contribuir na discussão de formas de implementação do *Unit Commitment* hidrelétrico neste modelo. Como discutido, a inovação está na agregação de unidades de geração semelhantes de uma UHE em conjuntos geradores, fazendo o comissionamento ótimo das quantidades de unidades a serem despachadas. Como resultado, temos uma redução do número de restrições necessárias ao modelo LPP individualizado, porém com um incremento de variáveis a serem utilizadas na modelagem.

Os resultados indicam que o modelo de FPH proposto tem o potencial de apresentar desvios médios diários se não inferiores, muito semelhantes à abordagem LPP tradicional individualizada. Além dos potenciais ganhos de qualidade em relação à aderência à FPH exata, a metodologia proposta demonstra trazer também significativos ganhos em termos de tempo de processamento. Esse aumento de eficiência se deve sobretudo a um efeito no qual o aumento de variáveis necessárias na formulação compensa a grande redução do número de funções lineares por partes. Além disso, uma das principais vantagens da modelagem proposta é a possibilidade de se trabalhar, através da definição de restrições apropriadas, em zonas factíveis da FPH, evitando assim a operação em zonas proibidas de geração.

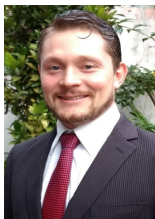
Como trabalhos futuros identifica-se a oportunidade de se incluir parametrização de FPHs a depender da queda bruta inicial, ou a inclusão de variáveis binárias para fazer a decisão da função de queda bruta correta para cada ponto operativo. Além disso, o modelo precisa ser comparado em sistemas de maior porte, ou seja, com um maior número de restrições, de forma a se averiguar a possibilidade de implementação para modelos do porte do DESSEM.

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Gulliver e R. Arndt, *Hydropower Engineering Handbook*. McGraw-Hill, 1991.
- [2] A. L. Diniz e 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 on Power Systems*, vol. 23, nº 3, p. 1298–1308, ago. 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.922253.
- [3] K. V. Santos e E. C. Finardi, "Piecewise linear approximations for hydropower production function applied on the hydrothermal unit commitment problem", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 135, p. 107464, fev. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107464.
- [4] I. Guisández e J. I. Pérez-Díaz, "Mixed integer linear programming formulations for the hydro production function in a unit-based short-term scheduling problem", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 128, p. 106747, jun. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106747.
- [5] B. H. Brito, E. C. Finardi, e F. Y. K. Takigawa, "Unit-commitment via logarithmic aggregated convex combination in multi-unit hydro plants", *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106784, dez. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106784.

- [6] J. Kong, H. I. Skjelbred, e O. B. Fosso, "An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem", *Electric Power Systems Research*, vol. 178, p. 106027, jan. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2019.106027.
- [7] W. van Ackooij, I. Danti Lopez, A. Frangioni, F. Lacalandra, e M. Tahanan, "Large-scale unit commitment under uncertainty: an updated literature survey", *Annals of Operations Research*, vol. 271, n° 1, p. 11–85, dez. 2018, doi: 10.1007/s10479-018-3003-z.
- [8] W. van Ackooij, E. C. Finardi, e G. Matiussi Ramalho, "An Exact Solution Method for the Hydrothermal Unit Commitment Under Wind Power Uncertainty with Joint Probability Constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 1–1, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2848594.
- [9] G. M. Ramalho, "Extensions for Probabilistic Constrained Programming Problems: the Cases of Non-Continuous Unit Commitment and Bilinear Energy Portfolio Management", Tese, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2019. [Online]. Disponível em: DOI: 10.13140/RG.2.2.24070.32323
- [10] CEPEL, "Manual de Referência DECOMP". CEPEL, 2018.

DADOS BIOGRÁFICOS



Possui graduação em Engenharia de Automação e Controle pela Universidade de São Paulo (2010), mestrado em Engenharia Matemática - Politecnico di Milano (2010), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2014) e doutorado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia Elétrica pelo LABPLAN - Universidade Federal de Santa Catarina (2019). Os maiores interesses estão em estudos e trabalhos relacionados ao planejamento de sistemas de energia elétrica e otimização convexa. Atualmente é gerente de modelos e estudos energéticos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

(2) ERLON C. FINARDI nasceu em Lages, SC, Brasil, em 1974. Possui bacharelado, mestrado e doutorado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, em 1996, 1999 e 2003, respectivamente. Desde 2006, é professor do Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica da Universidade de Santa Catarina, Florianópolis. Seus interesses de pesquisa incluem planejamento e operação de sistemas de energia elétrica, com foco em problemas de programação de geração, unit commitment, despacho de usinas hidrelétricas em tempo real e otimização aplicada. Além disso, ele é Editor Associado da revista IET Generation, Transmission & Distribution.