

## **Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL**

### **Modelagem alternativa da Função de Custo Imediato para consideração do despacho horário no problema de planejamento da operação resolvidos por PDD**

**ARTHUR ALEXANDRE LAURO DA SILVA(1); BRUNO HENRIQUES DIAS(1); ANDRÉ LUIZ DINIZ(2,3); LILIAN CHAVES BRANDÃO DOS SANTOS(2);**

**UFJF(1); CEPEL(2); UERJ(3)**

## **RESUMO**

Este trabalho considera os efeitos da inserção das novas renováveis no planejamento energético de curto e médio prazos a partir da criação, de forma independente do problema de Programação Dinâmica Dual, de uma Função de Custo Imediato que relaciona a geração térmica do inter-período com seu custo de operação. Para isso, são resolvidos problemas de Despacho Econômico Dinâmico que consideram aspectos da operação horária como curva de carga horária, estocasticidade da geração eólica, geração hidráulica máxima e rampa de geração térmica. O estudo de caso mostra que o modelo proposto é mais realístico e representa melhor o sistema hidro-termo-eólico.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Planejamento Energético. Programação Estocástica. Fontes Renováveis. Despacho Econômico Dinâmico.

## **1.0 - INTRODUÇÃO**

A introdução das novas fontes alternativas na matriz do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) tem causado variados impactos no que tange ao planejamento da operação do sistema. Como positivos, pode-se citar a menor dependência da fonte hídrica e a diversificação da matriz em direção às novas fontes renováveis. Como ponto negativo, tem-se a intermitência dessas fontes, principalmente a nível horário. Dessa forma, a motivação deste trabalho é tentar mitigar os efeitos negativos da inserção desses tipos de fontes de energia no planejamento energético, através de uma representação desses efeitos de forma mais acurada nos modelos utilizados para o planejamento da operação.

Assim, este trabalho tem como objetivo considerar a incerteza das fontes intermitentes a nível horário no planejamento da operação a curto e médio prazos sem encarecer o tempo computacional. Para tal, é utilizada uma Função de Custo Imediato (FCI) que relaciona o despacho térmico do inter-período (semana ou mês) com seu custo de operação. A FCI pode ser obtida de forma independente ao algoritmo de Programação Dinâmica Dual e considera as características inerentes à programação horária, como os custos quadráticos das usinas termelétricas e suas respectivas rampas de geração, a curva de carga horária, a estocasticidade das fontes intermitentes e a possibilidade de ocorrência de incapacidade de atendimento de ponta em curtos períodos de tempo.

Logo, a contribuição deste trabalho consiste na criação de uma Função de Custo Imediato de forma diferente da existente na literatura (1), (2), onde a FCI era função da geração hidráulica e aplicada ao problema de coordenação hidrotérmica com uma série de aproximações, como a produtividade constante das usinas

hidroelétricas. A FCI modelada neste trabalho é função do custo imediato pela geração térmica, obtido pela resolução de um Despacho Econômico Dinâmico (DED) horário, determinístico ou estocástico, para cada valor discretizado de geração térmica do inter-período, e considerando custo quadrático e rampa de geração das usinas térmicas (UTES), e intermitência da geração eólica. O arcabouço do DED e da modelagem das usinas termelétricas neste trabalho é descrito em (3), (4). Além disso, a FCI é aplicada neste trabalho no modelo DECOMP, que representa de forma acurada a variação da produtividade das usinas hidroelétricas com as alturas de montante e de jusante das usinas hidroelétricas.

O trabalho tem a seguinte organização. Na seção 2 é apresentado o problema de planejamento energético. Na seção 3 é apresentado o modelo proposto. Já na seção 4 é feito um estudo de caso baseado em dados reais que considera o submercado Nordeste (NE) do Sistema Interligado Nacional. Já na seção 5 são delineadas as principais conclusões deste trabalho.

## 2.0 - PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

O planejamento da operação é um assunto de suma importância para os sistemas hidrotérmicos (ou hidro-termo-eólicos), como é o caso brasileiro. Para operar o sistema de forma ótima, é necessário maximizar o uso da água nos reservatórios, minimizado o uso de fontes térmicas. No entanto, o problema se torna mais complexo quando se leva em consideração a incerteza das afluições futuras, de modo que o uso indiscriminado da fonte hídrica pode levar ao esvaziamento dos reservatórios e ao não atendimento futuro da demanda, algo que impacta negativamente a sociedade como um todo.

Diante disso, o problema do planejamento da operação pode ser definido como estocástico e multi-estágio. O primeiro porque as afluições futuras não são conhecidas e sua incerteza aumenta conforme aumenta o horizonte de estudo. O último porque a decisão hídrica tomada em certo instante afeta o armazenamento da água nos reservatórios e, por conseguinte, as decisões futuras.

### 2.1 Formulação Matemática

O objetivo do planejamento da operação é operar o sistema de forma econômica, porém atendendo certos critérios de segurança. Para tal, é modelado como um problema de otimização que pode ser decomposto em subproblemas para cada estágio do horizonte de planejamento.

A função objetivo do problema (2.1) é minimizar a soma dos custos de combustíveis para as usinas térmicas com as possíveis penalizações por não atender a demanda. As restrições são compostas pela equação de balanço hídrico de cada usina hidroelétrica (UHE) (2.2), pela equação de atendimento à demanda (2.3), pelo limite de geração hidráulica (2.4) e térmica (2.5) de cada unidade geradora e pelo limite de armazenamento nos reservatórios (2.6). O vertimento de cada UHE e o déficit de energia devem ser positivos, como dado por (2.7) e (2.8). Os cortes da Função de Custo Futuro são representadas na equação (2.9).

Na formulação matemática retratada a seguir, são considerados os conjuntos J de usinas térmicas, H de usinas hidroelétricas e C de cortes e apenas um subsistema de energia. Para sistemas com duas ou mais áreas, é necessário adicionar o intercâmbio de energia na equação de atendimento à demanda e definir os limites dessa variável. O problema considera a Função de Produtibilidade Hidráulica através de um modelo linear por partes multivariado que relaciona a geração das usinas com o volume armazenado, turbinamento e vertimento (5). Assim, o subproblema de otimização para todos os cenários dos estágios  $t = 1, \dots, T$ , quando se decompõe o problema de forma temporal, pode ser dado de acordo com as equações (2.1) a (2.10).

$$\min \alpha_t(\text{varm}_{h,t-1}) = \sum_{j=1}^J CT_{j,t} \cdot gt_{j,t} + C_{\text{def}} \cdot \text{def}_t + \alpha_{t+1}(\text{varm}_{h,t}) \quad (2.1)$$

$$\text{s.a.} \quad \text{varm}_{h,t} + s_{h,t} + q_{h,t} = \text{varm}_{h,t-1} + \text{af}_{w,h,t} \quad \forall h \in H \quad (2.2)$$

$$\sum_{j=1}^J gt_{j,t} + \sum_{h=1}^H e_{h,t} + \text{def}_t = d_t \quad (2.3)$$

$$q_h \leq q_{h,t} \leq \bar{q}_h \quad \forall h \in H \quad (2.4)$$

$$gt_j \leq gt_{j,t} \leq \bar{gt}_j \quad \forall j \in J \quad (2.5)$$

$$\text{varm}_h \leq \text{varm}_{h,t} \leq \bar{\text{varm}}_h \quad \forall h \in H \quad (2.6)$$

$$s_{h,t} \geq 0 \quad \forall h \in H \quad (2.7)$$

$$\text{def}_t \geq 0 \quad (2.8)$$

$$\Gamma_{h,k}^q \cdot q_{h,t} + \Gamma_{h,k}^s \cdot s_{h,t} + \Gamma_{h,k}^v \cdot \text{varm}_{h,t} + \gamma_{h,k} \geq e_{h,t} \quad \forall h \in H, \forall k \in K_h \quad (2.9)$$

$$\sum_{h=1}^H \Pi_{c,h,t} \cdot \text{varm}_{h,t} + \epsilon_{c,t} \leq \alpha_{t+1} \quad \forall c \in C_t \quad (2.10)$$

Neste problema, suprimindo o subíndice referente ao cenário para não sobrecarregar a notação, tem-se:  $\alpha_t$  é o custo total de operação a partir do cenário corrente;  $CT_{j,t}$  é o custo linear de geração da UTE  $j$ ;  $gt_{j,t}$  é a geração da UTE  $j$ ;  $C_{def}$  é a penalidade da ocorrência de déficit;  $\text{def}_t$  é o déficit verificado;  $d$  é a demanda;  $\alpha_{t+1}(\text{varm}_{h,t})$  é a esperança de custo futuro dado o vetor de estados finais de armazenamento nos reservatórios ( $\text{varm}_{h,t}$ ) do sistema;  $q_{h,t}$  é a vazão turbinada da UHE  $h$ ;  $s_{h,t}$  é o vertimento verificado para a UHE  $h$ ;  $\text{varm}_{h,t-1}$  é o volume inicial da UHE  $h$ ;  $\text{afl}_{w,h,t}$  é a afluência da UHE  $h$  no cenário  $w$ ;  $\Gamma_{h,k}^q$ ,  $\Gamma_{h,k}^s$  e  $\Gamma_{h,k}^v$  são os coeficientes do  $k$ -ésimo hiperplano da Função de Produtibilidade Hidráulica associados, respectivamente, à vazão turbinada  $q$ , à vazão vertida  $s$  e ao volume armazenado  $\text{varm}$  da UHE  $h$ ;  $\gamma_{h,k}$  é o termo independente de corte da função;  $e_{h,t}$  é a energia turbinada da UHE  $h$ ;  $c = 1, \dots, C_t$  são os cortes do período  $t$  da Função de Custo Futuro;  $\Pi_{c,h,t}$  é o coeficiente da função associado ao corte  $c$  e à UHE  $h$ ;  $\epsilon_{c,t}$  é o termo independente do corte  $c$ . Para a resolução deste problema, neste trabalho foi utilizada a Programação Dinâmica Dual (PDD).

### 3.0 - CONSIDERAÇÃO DA INTERMITÊNCIA DAS NOVAS RENOVÁVEIS

#### 3.1 Modelo Proposto

O modelo de Função de Custo Imediato proposto neste trabalho tem como objetivo considerar as questões horárias das fontes intermitentes e das usinas térmicas e hidráulicas no planejamento da operação de curto e médio prazos resolvidos pela metodologia de PDD sem encarecer demasiadamente o tempo computacional. Para tal, a Função de Custo Imediato é criada a partir da resolução de problemas de Despacho Econômico Dinâmico para uma grade de discretização da geração térmica total do inter-período. Esses problemas de DED consideram o custo quadrático e rampa de geração térmica das UTEs, o limite máximo de geração hidráulica por intra-período, além da curva de carga e intermitência das fontes renováveis ao longo dos intra-períodos, de maneira determinística ou estocástica. A FCI é linear por partes e obtida de forma independente ao algoritmo de PDD.

Com o objetivo de simplificação e sem perda de generalidade, o modelo de DED apresentado será o estocástico

##### 3.1.1 Despacho Econômico Dinâmico Estocástico

O DED estocástico é formulado como um programa quadrático multi-período que determina o custo de operação do inter-período para determinado valor de geração térmica  $GT_t$  pré-definido para o inter período. De forma a criar uma FCI, esse mesmo problema é resolvido para uma grade de valores de  $GT_t$ . Adicionalmente, o modelo considera que a geração das fontes intermitentes não pode ser prevista com exatidão devido a sua intermitência em nível horário. Assim, utiliza-se um modelo do tipo "Decisão-Acaso" (6), no qual é tomada uma decisão térmica única ótima para todos os cenários, ou seja, há uma única curva de geração térmica para todos os cenários de geração eólica, de forma a obter o menor custo esperado. Desse modo, qualquer variação de geração eólica será modulada por geração hidráulica, como é usual no sistema brasileiro, ou, se não for possível, por corte de carga. Este modelo, apesar de ser mais pessimista que o equivalente determinístico dado pelo tipo Acaso-Decisão (7), garante uma segurança maior ao sistema e poderia ser, em tese, uma proposta mais realista do ponto de vista prático.

A formulação matemática do problema de DED pode ser retratada como a seguir:

$$\beta_t(GT_t) = \sum_{s=1}^S (p_s \cdot \sum_{\tau=1}^T C_{def} \cdot def_{\tau,s}) + \sum_{\tau=1}^T [\sum_{j=1}^J (a_j \cdot gt_{j,\tau}^2 + b_j \cdot gt_{j,\tau} + c_j)] \quad (3.1)$$

$$s.a. \quad \sum_{\tau=1}^T \sum_{j=1}^J gt_{j,\tau} = GT_t \quad (3.2)$$

$$\sum_{j=1}^J gt_{j,\tau} + e_{\tau,s} + def_{\tau,s} = \delta_{\tau,s} \quad \forall s \in S \quad (3.3)$$

$$e_{\tau,s} \leq \bar{e}_t \quad \forall s \in S \quad (3.4)$$

$$gt_{j,\tau} \leq \bar{gt}_{j,t} \quad \forall j \in J \quad (3.5)$$

$$def_{\tau,s} \geq 0 \quad \forall s \in S \quad (3.6)$$

$$|gt_{j,\tau} - gt_{j,\tau-1}| \leq \Delta gt_j \quad \forall j \in J \quad (3.7)$$

No qual,  $\tau = 1, \dots, \tau'$  são os intra-períodos;  $t = 1, \dots, T$  são os inter-períodos;  $s = 1, \dots, S$  são os cenários;  $\beta_t$  é o custo imediato;  $GT_t$  é o valor discretizado de geração térmica;  $p_s$  é a probabilidade de ocorrência do cenário  $s$ ;  $def_{\tau,s}$  é o déficit no intra-período  $\tau$  para o cenário  $s$ ;  $gt_{j,\tau}$  é a geração térmica da usina  $j$  no intra-período  $\tau$ ;  $a_j$ ,  $b_j$  e  $c_j$  são os coeficientes quadrático, linear e independente da função do custo de geração térmica da usina  $j$ ;  $e_{\tau,s}$  é a geração hidráulica no intra-período  $\tau$  para o cenário  $s$ ;  $\delta_{\tau,s}$  é a demanda residual do intra-período  $\tau$  do cenário  $s$ ;

$\bar{gt}_{j,t}$  é a geração térmica máxima da usina  $j$  no inter-período  $t$ ;  $e_t$  é a geração hidráulica máxima no inter-período  $t$ ; e  $\Delta gt_j$  é a rampa máxima de variação horária de geração térmica da usina  $j$ .

Assim, uma observação sobre o modelo estocástico é que há uma curva de geração hidráulica para cada cenário de geração eólica. Portanto, a geração total do inter-período pode ser diferente para cada série eólica.

### 3.1.2 Criação da Função de Custo Imediato

Estabelecida a formulação matemática do problema de Despacho Econômico Dinâmico, é possível obter a Função de Custo Imediato com um conjunto  $l = 1, \dots, L$  de cortes a partir da definição de um conjunto  $K$  de metas de geração térmica do inter-período. Assim, é resolvido um DED para cada meta de geração térmica  $GT_t$ , o que determina seu respectivo custo  $\beta_t(GT_t)$ .

A FCI pode ser obtida via interpolação entre dois pontos adjacentes:

$$\Lambda_{l,t} \cdot GT_t + \theta_{l,t} \leq \beta_t \quad (3.8)$$

No qual, o coeficiente angular  $\Lambda_{l,t}$  é dado por:

$$\Lambda_{l,t} = \frac{(\beta_t^k - \beta_t^{k-1})}{(GT_t^k - GT_t^{k-1})}, k = 2, \dots, K \quad (3.9)$$

E o coeficiente linear  $\theta_{l,t}$  é dado por:

$$\theta_{l,t} = \beta_t^{k-1} - \Lambda_{l,t} \cdot GT_t^{k-1}, k = 2, \dots, K \quad (3.10)$$

### 3.1.3 Formulação Final de cada Subproblema Resolvido por Programação Dinâmica Dual

Finalmente, de posse da Função de Custo Imediato, o programa linear a ser resolvido pelos algoritmos de programação dinâmica, para um dado período  $t$  e nó da árvore de cenários, pode ser representado como a segue:

$$\min_{s.a.} \quad \alpha_t(\text{varm}_{h,t-1}) = \beta(GT_t) + C_{def} \cdot def_t + \alpha_{t+1}(\text{varm}_{h,t}) \quad (3.11)$$

$$\text{varm}_{h,t} + s_{h,t} + q_{h,t} = \text{varm}_{h,t-1} + \text{af}_{w,h,t} \quad \forall h \in H \quad (3.12)$$

$$GT_t + \sum_{h=1}^H e_{h,t} + def_t = \delta_t \quad (3.13)$$

$$q_h \leq q_{h,t} \leq \bar{q}_h \quad \forall h \in H \quad (3.14)$$

$$gt_j \leq gt_{j,t} \leq \bar{gt}_j \quad \forall j \in J \quad (3.15)$$

$$\text{varm}_h \leq \text{varm}_{h,t} \leq \bar{\text{varm}}_h \quad \forall h \in H \quad (3.16)$$

$$s_{h,t} \geq 0 \quad \forall h \in H \quad (3.17)$$

$$def_t \geq 0 \quad (3.18)$$

$$\Gamma_{h,k}^q \cdot q_{h,t} + \Gamma_{h,k}^s \cdot s_{h,t} + \Gamma_{h,k}^v \cdot \text{varm}_{h,t} + \gamma_{h,k} \geq e_{h,t} \quad \forall h \in H, \forall k \in K_h \quad (3.19)$$

$$\sum_{h=1}^H \Pi_{c,h,t} \cdot \text{varm}_{h,t} + \epsilon_{c,t} \leq \alpha_{t+1} \quad \forall c \in C_t \quad (3.20)$$

$$\Lambda_{l,t} \cdot GT_t + \theta_{l,t} \leq \beta_t \quad \forall l \in L_t \quad (3.21)$$

No qual,  $\delta_t$  é a demanda residual do estágio  $t$ .

#### 4.0 - ESTUDO DE CASO

Nesta seção será apresentado um estudo de caso com o objetivo de avaliar a metodologia proposta e compará-la com o modelo tradicional.

##### 4.1 Dados do Sistema

Foram utilizados os dados do submercado Nordeste (NE) do Sistema Interligado Nacional, disponíveis nos decks do DECOMP e DESSEM do mês de maio de 2018 (revisão RV0), visando criar um estudo mais próximo da realidade. A escolha deste mês remete a uma análise do impacto da adoção do modelo de FCI proposto para a situação do subsistema NE no período em que a geração eólica média é baixa e o submercado é predominantemente importador de energia. Na Tabela 1 estão disponíveis alguns dados do NE.

Além disso, como um dos aspectos considerados no DED é representar o custo quadrático e a rampa de geração térmica, indisponíveis nos decks do DESSEM, foi necessário adaptar alguns dados baseado em (4).

Tabela 1 – Dados Gerais do Submercado NE

	MWmed
Demanda Média	10560
Geração Térmica Máxima	4095
Geração Hidráulica Máxima	3200
Importação Máxima	5800

Em relação à representação da intermitência da fonte eólica, foram definidas 3 séries de geração: uma a partir dos dados de geração eólica do deck semanal do DESSEM; a segunda é a repetição da geração eólica da última semana do histórico; e a terceira é defini-la a partir da média diária histórica do mês em questão. A Figura 1 mostra as séries para o mês de maio/2018, enquanto a Tabela 2 mostra a energia eólica média de cada série.

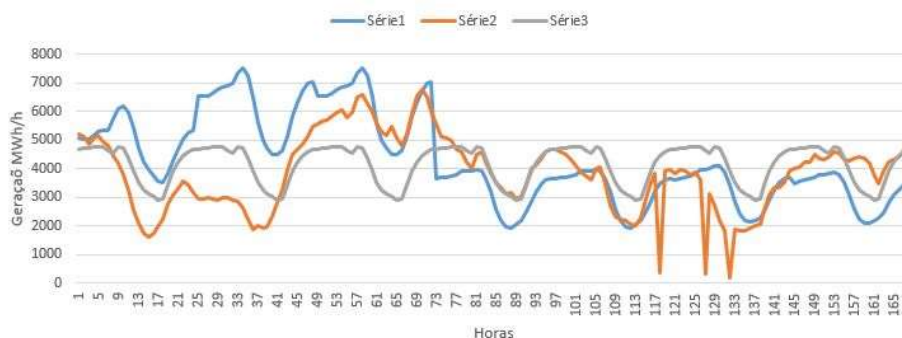


Figura 1 – Séries de Geração Eólica

Tabela 2 – Energia Média das Séries Eólicas

	MWmed
Série 1	4323
Série 2	3846
Série 3	4142

#### 4.2 Cálculo da Função de Custo Imediato pela PDD

Ao se resolver os problemas de DED estocásticos para diferentes níveis de geração térmica, foi possível obter a Função de Custo Imediato para o sistema Nordeste no mês de maio. A Figura 2 mostra a comparação da FCI do modelo tradicional de patamares de carga com a FCI do modelo proposto.

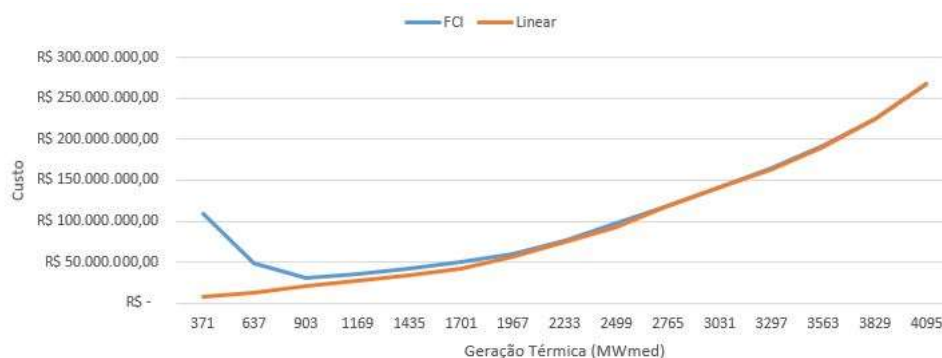


Figura 2 – Comparação entre a Função de Custo Imediato Proposta com a FCI do modelo tradicional

Como pode ser observado, a FCI proposta é não-monótona e possui altos custos de operação para metas menores de geração térmica devido à necessidade de acionamento de térmicas mais caras e com rampa mais elevada em determinados intra-períodos por causa da restrição de geração hidráulica máxima.

Esse é um resultado importante já que, na modelagem tradicional, de custo lineares e patamares de carga, quanto menor a geração térmica do inter-período, menor o custo imediato, pois além de não ocorrerem picos extremos de demanda líquida, as restrições de rampa não limitam a geração térmica nesses picos. Isso evidencia que o modelo proposto é capaz de indicar o não atendimento pontual da carga em horários de redução de geração eólica. Além disso, nos trechos em que ambas as curvas são crescentes, a modelagem proposta indica o acionamento de usinas térmicas com custo maiores, devido às restrições de rampa.

#### 4.3 Análise de Sensibilidade



Nesta subseção será feita uma análise de sensibilidade da FCI em relação aos parâmetros de predominância hidráulica e rampa de geração térmica. Vale ressaltar que o custo de operação para determinado valor de geração térmica por inter-período é obtido através da resolução do problema de DED estocástico, dado pelas equações (3.1) - (3.7). O problema também determina uma curva ótima de geração térmica de acordo com os cenários de geração de energia eólica. O problema de DED foi implementado no software Matlab® em um computador 1,70 GHz com Intel® Core i3 e 4 GB de memória RAM.

#### 4.3.1 Sensibilidade à Predominância Hidráulica

A primeira análise é em relação à predominância hidráulica, motivada pelo fato da redução da participação da energia hídrica nos últimos anos, principalmente aquela proveniente das usinas com reservatório, na matriz elétrica do Sistema Interligado Nacional.

Isso faz com que o sistema brasileiro perca aos poucos sua capacidade de regularização e de modulação da demanda, algo que é potencializado pelas fontes intermitentes. Dessa forma, a geração hídrica por si só pode não ser capaz de atender a demanda nos horários de ponta do sistema, dependendo do aporte das usinas térmicas.

No entanto, no submercado Nordeste, a modulação da carga é feita via intercâmbio devido ao fato da geração hidráulica no NE ser limitada devido a questões ambientais e à crise hídrica. Assim, o estudo da FCI será baseado no efeito de uma perda de predominância hídrica do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) como um todo, resultando em uma menor capacidade de absorver potência dos demais submercado.

Logo, será realizado um estudo para dois casos: o primeiro para quando a participação hídrica do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) se mantenha predominante, como é o caso atual; e o segundo para quando a participação hídrica reduza, de forma que a capacidade de fornecer potência seja menor. Para este último, a redução foi de 33% no limite de intercâmbio.

A Figura 3 mostra a comparação entre as Funções de Custo Imediato para os casos de alta e baixa predominância hidráulica do SEB. Como pode ser observado, os custos se elevam devido à presença de despacho de UTEs fora da ordem de mérito e torna-se não monótona devido à presença de déficits em diversos intra-períodos, quando a geração térmica não é suficientemente alta.

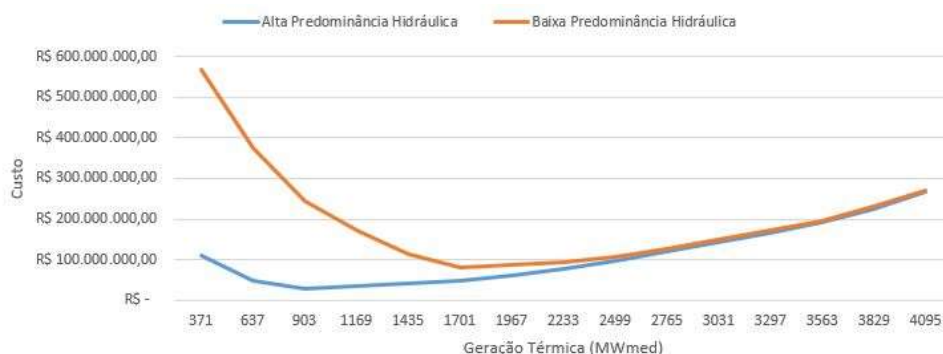


Figura 3 – Comparação entre as Funções de Custo Imediato com Predominância Hidráulica Alta e Baixa

#### 4.3.2 Sensibilidade à Rampa de Geração Térmica

A última análise é referente à sensibilidade da FCI quanto à rampa de geração térmica. As Figuras 4 e 5 mostram a comparação entre as FCIs com e sem a rampa de cada meta de geração térmica para predominância hidráulica alta e baixa, respectivamente.

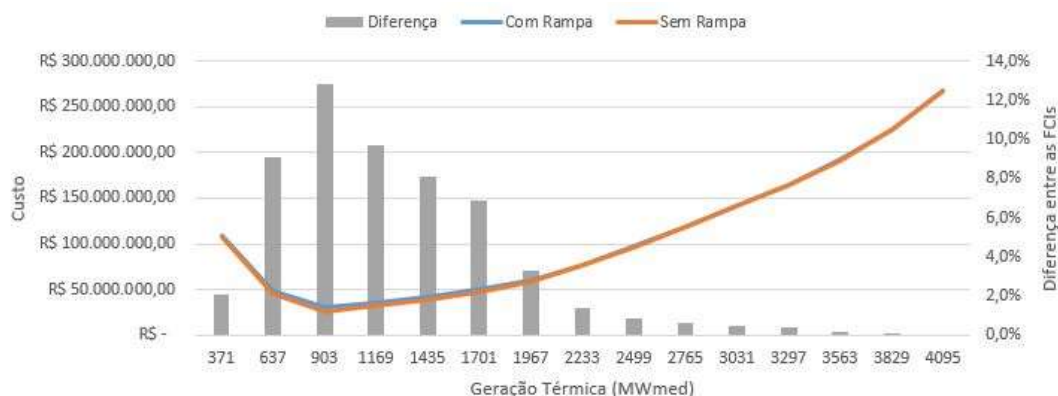


Figura 4 – Comparação entre as Funções de Custo Imediato com e sem Rampa – Alta Predominância Hidráulica

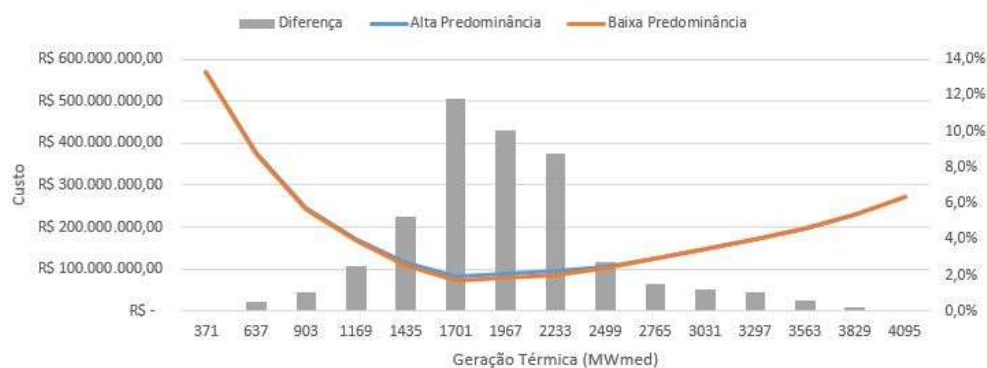


Figura 5 – Comparação entre as Funções de Custo Imediato com e sem Rampa – Baixa Predominância Hidráulica

Como pode ser notado, há uma diferença razoável entre os custos com e sem a rampa de geração térmica, que pode ser notado pelas barras em cinza. O destaque desta análise é que, para ambos os casos, a diferença se manteve acima de 4% para uma boa parte das metas de geração térmica.

Portanto, pode-se concluir que a modelagem da rampa de geração térmica é de extrema importância para um modelo adequado e de qualidade. Este é um dos diferenciais em relação aos demais modelos propostos de planejamento de médio prazo na literatura, onde não se representam as restrições de rampa.

#### 4.4 Resolução do problema de médio prazo por PDD - Estudo de Caso com o modelo DECOMP

De forma a avaliar a metodologia proposta, foram feitas simulações no modelo DECOMP com o objetivo de comparar os resultados da modelagem proposta com aqueles obtidos pela modelagem tradicional de patamares de carga e custos lineares de geração térmica. Neste estudo a FCI, calculada previamente segundo mostrado nas seções 4.2 e 4.3, foi emulada no modelo DECOMP através da adição de um número muito grande de térmicas de capacidade muito pequena, cada uma com um custo referente a determinado trecho de inclinação da FCI.

Foram estudados dois casos, um para cada grau de predominância hidráulica do sistema. Os casos no DECOMP são o do PMO de maio de 2018 (RV0) apenas com o subsistema Nordeste. Os demais submercados foram representados através de contratos de importação e/ou exportação, com valor igual ao PMO daquele submercado para cada estágio e com máximo e mínimo iguais aos limites de intercâmbio.



Além disso, é necessário determinar um valor de demanda residual para se considerar no problema de médio prazo, já que há três séries eólicas de diferentes energias médias. O valor utilizado no DECOMP é o referente ao da série eólica 3, já que este valor era o mais próximo daquele representado no deck oficial.

#### 4.4.1 Grau de Predominância Hidráulica Alto

O primeiro estudo é para o grau de predominância hidráulica alto. A Tabela 3 mostra os resultados obtidos das simulações no DECOMP. Como pode ser observado, os tempos computacionais dos dois casos foram muito próximos, com pequena vantagem para o caso com FCI. Observa-se também que o caso linear subestimou o custo de operação do primeiro estágio em cerca de 23%.

Tabela 3 - Resultado DECOMP - Grau de Predominância Hidráulica Alto

	Linear	FCI
Tempo Computacional	1min44s	1min25s
Custo de Operação	R\$ 27.413.500,00	R\$ 35.603.300,00
Diferença p/ FCI	-23,00%	-
CMO (R\$/MWh)	156,16	133,26
GT (MWmed)	1.170,2	1.168,8
GH (MWmed)	2.721,0	1.949,2

Um resultado importante é obtido quando se aplica a solução de geração térmica do problema linear como meta de geração do problema do Despacho Econômico Dinâmico. Como pode ser notado na Tabela 4, o custo imediato de operação considerando o despacho médio de geração térmica do caso linear, quando imposto ao problema de DED, é 29,85% maior do que o previsto pela PDD sem a FCI. Se comparado ao valor ótimo, que é aquele dado pelo modelo de FCI, este valor entretanto está bem próximo da solução ótima (0,02% de diferença), devido ao grau de predominância hidráulica do sistema ser alto.

Tabela 4 - Análise da Solução Linear - Grau de Predominância Hidráulica Alto

	Linear	FCI
GT (MWmed)	1.170,2	1.168,8
CO Decomp	R\$ 27.413.500,00	R\$ 35.603.300,00
CO via DED	R\$ 35.597.153,03	R\$ 35.603.300,00
Diferença p/ CO Decomp	29,85%	0,00%
Diferença p/ CO ótimo	-0,02%	-

#### 4.4.2 Grau de Predominância Hidráulica Baixo

Neste outro estudo, o grau de predominância hidráulica é reduzido. A Tabela 5 mostra os dados obtidos das simulações no DECOMP. Como pode ser observado, o tempo computacional foi menor para o caso com FCI. Além disso, o custo de operação do primeiro estágio foi subestimado pelo caso linear em 36,24%.

Tabela 5 - Resultado DECOMP - Grau de Predominância Hidráulica Baixo

	Linear	FCI
Tempo Computacional	1min40s	1min25s
Custo de Operação	R\$ 62.462.700,00	R\$ 97.964.000,00
Diferença p/ FCI	-36,24%	-
CMO (R\$/MWh)	219,45	224,26
GT (MWmed)	1.686,4	2.232,8
GH (MWmed)	3.656,0	2.109,6

Também neste caso, aplicou-se a solução de geração térmica do problema linear como meta de geração do problema do Despacho Econômico Dinâmico. Como pode ser notado na Tabela 6, o custo imediato de operação do caso linear obtido pelo DED é 23,41% maior que o previsto. Se comparado ao valor ótimo, que é aquele dado pelo modelo de FCI, este valor está 16,75% distante.

Tabela 6 - Análise da Solução Linear - Grau de Predominância Hidráulica Baixo

	Linear	FCI
GT (MWmed)	1.686,4	2.232,8
CO Decomp	R\$ 62.462.700,00	R\$ 97.964.000,00
CO via DED	R\$ 81.555.865,10	R\$ 97.964.000,00
Diferença p/ CO Decomp	23,41%	0,00%
Diferença p/ CO ótimo	-16,75%	-

## 5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho foi desenvolvido visando representar na metodologia de Programação Dinâmica Dual (PDD) do planejamento da operação de curto e médio prazo as incertezas quanto à geração horária das fontes eólicas e as características horárias das usinas termoeletricas, como rampa de geração, e seus custos quadráticos, sem encarecer o tempo computacional. Dessa forma, foi proposta uma Função de Custo Imediato (FCI) que relaciona custo de operação com geração térmica média do submercado, em determinada semana, quando simulada de forma horária em um problema de despacho econômico dinâmico (DED) estocástico, para diversos cenários de geração eólica. Foram feitas análises de sensibilidade da FCI quanto aos diversos parâmetros considerados no modelo do DED de forma a mostrar a importância de suas modelagens. Por fim, foram comparadas as abordagens proposta e tradicional através da simulação de um estudo de caso via modelo DECOMP. As simulações mostraram, em todos os casos, que o tempo computacional foi semelhante entre ambas as modelagens, atingindo um dos objetivos de não aumentar a complexidade na resolução do problema ao se introduzir aspectos relacionados à operação horária do sistema.

Em particular, o caso do grau de predominância hidráulica alta mostrou que o custo de operação definido pelo DECOMP do modelo linear é 23% menor do que aquele dado pelo modelo de FCI, mesmo para um valor semelhante de geração térmica. Este caso ressalta que a modelagem linear não percebe que o sistema pode precisar de despachos fora da ordem de mérito para caso a geração eólica de reduza de forma inesperada durante o período operativo.

Já para o grau de predominância hidráulica baixa, a diferença de custos é mais acentuada devido a um menor despacho térmico definido para a semana. Isso fez com que a solução linear estivesse 16,75% distante da solução ótima, mostrando que houve uma decisão ruim de operação. Outro destaque é que a geração térmica definida pelo modelo linear causaria o não atendimento da demanda durante diversos intra-períodos. Logo, este caso ressalta que o modelo linear tradicional poderia levar a uma operação não otimizada e não segura do sistema, na presença de forte penetração e intermitência da geração eólica.

Portanto, a abordagem proposta da FCI atingiu satisfatoriamente os objetivos definidos e se mostrou mais realista do que a modelagem tradicional nos diversos aspectos como custo realístico de operação, segurança operacional, otimização da solução e representação da geração eólica de forma estocástica.

Outra conclusão importante é a indicação de que a perda da predominância hídrica no sistema, representada por uma menor capacidade de importação de energia pelo submercado Nordeste, eleva os custos. Este fato mostra que se deve investir em geração na ponta do sistema, o que está de acordo com o levantamento do Plano Decenal de Expansão 2026 (PDE-2026).

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) FERNANDES, A. D. S.; MAGALHÃES, R. C.; JUNIOR, I. C. D. S.; MARCATO, A. L.; FILLIO, J. A. Representation of multiple demand scenarios in the mid-term hydrothermal system operation scheduling. In 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE) (pp. 1-6). IEEE. c2018.
- (2) METELLO, C. N. Analytical representation of immediate cost functions in sddp. Tese de Mestrado - PUC Rio de Janeiro, 2016.
- (3) WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. "Power Generation Operation and Control", John Wiley and Sons, 3rd Edition, New York, 1996.
- (4) ENNES, M. I.; DINIZ, A. L. "An efficient equivalent thermal cost function model for nonlinear mid-term hydrothermal generation planning," Int. Journal of Electrical Power and Energy Systems, v.63, pp. 705-712, 2014.
- (5) DINIZ, A. L.; MACEIRA, M. E. P. "A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects", IEEE Trans. Power Syst., v. 23, n.3, pp. 1298-1308, Aug. 2008.
- (6) A. KLIGERMAN, "Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Estocástica Dual", Dissertação de Mestrado, FEEC-Unicamp, Campinas, 1992.
- (7) BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. "Introduction to stochastic programming". Springer Science & Business Media, 2011.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Arthur Alexandre Lauro da Silva**, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) em 2018. Atualmente trabalha como Trainee de Engenharia Elétrica na Gerência de Estudos Energéticos no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e é mestrando do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) da Universidade Federal de Juiz de Fora.

**Bruno Henriques Dias**, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (2005), mestrado (2006) e Doutorado (2010) em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio. É professor adjunto no departamento de Energia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora. Tem interesse nas áreas de técnicas de otimização e inteligência computacional aplicadas, planejamento de sistemas elétricos, mercados de energia, geração distribuída e redes inteligentes.

**André Luiz Diniz** possui graduação em Engenharia Civil (1997), mestrado em Engenharia de Transportes (2000) e doutorado em Otimização pelo Programa de Engenharia de Sistemas e Computação (2007), todos pela UFRJ / COPPE. Em 2014 realizou um pós-doutorado no Weierstrass Institute for Applied Analysis and Stochastics. É pesquisador e chefe do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA) do CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, do grupo ELETROBRÁS, e professor adjunto da UERJ - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, no departamento de Estatística. Tem grande experiência na área de programação matemática e otimização, especialmente aplicada em problemas de planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica.

**Lilian C. Brandão**: possui graduação em Engenharia Elétrica (2014) pela UFMG, MG, Brasil. Diploma de engenheiro nível master (2013) pela *Ecole Supérieure d'Ingénieurs en Electronique et Electrotechnique*, Paris, França. Mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação (2018) pela UFRJ / COPPE, RJ, Brasil. É pesquisadora no CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, do grupo ELETROBRÁS, desde 2014