

INCLUSÃO DE ENERGIA EÓLICA NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO COM RESTRIÇÃO DE TRANSMISSÃO

Rodrigo Alves de Moraes, Thelma S. P. Fernandes, Rodrigo F. Andriolo, Marcelo Bessa

Centro Politécnico - DELT-TC-UFPR - Caixa Postal - 19011

CEP 81531-980 – Curitiba PR

Resumo:

A energia eólica tem experimentado um grande crescimento no Brasil, pois os grandes potenciais hidrelétricos estão diminuindo levando à diversificação da matriz energética, através de *mix* de geração com forte predominância hidrelétrica, térmicas e renováveis. Assim, é preciso incorporar nos estudos de planejamento da operação hidrotérmica também a energia eólica a fim de bem utilizar as vantagens de cada tipo de geração. Tendo em vista esta tendência, este trabalho objetiva analisar a influência de se incorporar a geração da energia eólica segundo sua sazonalidade ao longo de mês e ano em um problema de otimização da geração de energia elétrica via Algoritmos Genéticos onde as restrições elétricas são incluídas através do Fluxo de Energia Ótimo que é resolvido mês a mês ao longo do período de 1 ano de planejamento. O método proposto foi testado em um sistema de 34 barras.

Palavras Chaves: Despacho de Geração Hidrotérmica eólica, Algoritmos Genéticos, Restrições de Transmissão, FPO, Planejamento de médio Prazo.

I. INTRODUÇÃO

No Brasil, os grandes empreendimentos hidráulicos, com grandes reservatórios já foram construídos, sendo que as próximas usinas serão a fio d'água, cuja energia não é armazenada, o que diminui a energia assegurada e aumenta a dependência por termoelétrica para o atendimento da demanda. Este fato tem levado à diversificação da matriz energética brasileira através de *mix* de geração composto por forte predominância hidrelétrica, térmica e fontes renováveis.

Dentre as renováveis, a energia eólica tem experimentado um grande crescimento no Brasil. Projeta-se que dos 4,5% da matriz energética esta percentagem deve dobrar até 2019, segundo Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEOLICA). Assim, torna-se necessária a inclusão deste tipo de geração eólica e sua respectiva característica de complementaridade com a geração hidráulica nos estudos de despacho hidrotérmico atualmente utilizados para planejamento e operação do sistema brasileiro que têm o objetivo de determinar a operação econômica da rede através da minimização dos custos de geração de energia elétrica e dos custos de déficit.

A cadeia de planejamento do sistema hidrotérmico brasileiro é constituída pelos seguintes modelos: NEWAVE *software* responsável pelo planejamento da operação de médio prazo (dois a cinco anos a frente) [1], DECOMP responsável pelo planejamento de curto prazo (um ano a frente) [2], DESSEM responsável pelo planejamento de curtíssimo prazo (14 dias) [3], PREDESP responsável pelo planejamento diário ou pré – despacho (24 horas) e operação em tempo real (uma a meia hora a frente).

Considerando o planejamento de curto prazo (DECOMP) onde o horizonte de planejamento é de um ano, a representação do sistema considera restrições físicas e operativas do sistema como atendimento à demanda, conservação da água, turbinamento mínimo, defluência mínima e níveis de armazenamento dos reservatórios [2] e os estudos elétricos são realizados sem consideração da rede elétrica, ou seja, consideram-se apenas demandas por subsistemas e intercâmbios entre eles.

Recentemente, para o horizonte de 5 anos (médio prazo), [4] e [5] modelaram as usinas hidráulicas individualmente, através de um problema de otimização não linear, multi-objetivo, considerando de maneira detalhada as equações regentes, as restrições do problema e incorporando restrições transmissão já neste horizonte do planejamento de médio prazo, a fim de se analisar quantitativamente o efeito das restrições elétricas sobre o problema energético, apresentando resultados importantes sobre a influência da representação da rede elétrica nos resultados finais.

Assim, uma vez que foi estabelecida a importância de se incorporar as restrições de transmissão já no horizonte de 5 anos, propõe-se adotar neste trabalho esta estratégia também para o horizonte de 1 ano; além de se incorporar a sazonalidade da geração eólica no problema de despacho hidrotérmico. A formulação deste despacho hidrotérmico aqui proposto será formulado segundo [5] onde se acoplou o planejamento energético com o elétrico com o objetivo de se diminuir disparidades entre estes planejamentos, energético e elétrico.

Existe uma gama grande de trabalhos que formularam o problema de despacho hidrotérmico para curto prazo utilizando as mais diversas técnicas tradicionais e de inteligência artificial, tais como: [6] que incorporou as restrições de transmissão e usou técnicas do Lagrangeano Aumentado e Relaxação Lagrangeana; [7], [8] e [9] que utilizaram Algoritmos Genéticos; [10] que considerou modelagem não linear da rede elétrica e depois a resolveu com decomposição de Benders; [11] que usou Métodos dos Pontos Interiores e Algoritmos Genéticos para resolver a parte térmica e hidráulica separadamente.

Já em termos de despacho hidro-térmico-eólico, citam-se apenas [12] que considerou custos dos ventos e das térmicas resolvendo via Algoritmos Genéticos (NSGAI) para horizonte de 24 horas e [13] que resolveu o problema por Enxame de Partículas sendo que os problemas são resolvidos através de dois sub-problemas: hidrotérmico e depois eólico.

Estes dois trabalhos não se aplicam às características predominantemente hidráulicas do sistema elétrico brasileiro. Assim, propõe-se a adoção da formulação proposta em [5] que acoplou o planejamento energético com o elétrico e representou detalhadamente as restrições hidráulicas, incorporando ainda a variabilidade da geração eólica e assim compondo um problema de despacho hidro-térmico-eólico para um horizonte de estudo de 1 ano discretizado por mês e por patamar de carga.

A disposição deste trabalho é dada como se segue: inicialmente apresenta-se a base da formulação matemática do problema de otimização envolvido, seguida da descrição algébrica das restrições hidráulicas, do problema eólico, do problema elétrico

e do problema de despacho hidrotérmico propriamente dito. Na sequência, é feita a apresentação de resultados e a conclusão.

II. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Este trabalho se baseia no despacho hidrotérmico formulado em [5] onde se acoplou o planejamento energético com o elétrico já no planejamento de médio prazo (horizonte de 60 meses) como objetivo de se diminuir disparidades entre os planejamentos energético e elétrico conforme apresentado também em [4].

A geração eólica foi incorporada nesta formulação proposta em [5] formando um problema de despacho hidro-térmico-eólico cujo horizonte de estudo é de 1 ano, discretizado mês a mês e cada mês discretizado por três patamares de carga.

O trabalho [5] modelou as usinas hidráulicas individualmente e o sistema de transmissão (modelo linear) da rede elétrica de modo a maximizar os valores dos volumes dos reservatórios, concomitantemente com a minimização do custo de operação, atendimento à demanda e aos limites de transmissão, bem como outros critérios que serão discutidos nas seções subsequentes.

Adicionalmente, a partir dos dados de ventos e da turbina eólica, se propõe incorporar a geração eólica mensal resultante da discretização por patamares de carga (pesada, média e leve) a fim de analisar o impacto que a variabilidade deste tipo de geração causa no resultado final do despacho de geração em termos de custo de geração e corte de carga que se façam necessários.

O problema em pauta de despacho hidrotérmico eólico com acoplamento elétrico é resolvido pela técnica de Algoritmos Genéticos [14], que se baseiam na geração de uma população inicial formada por um conjunto de indivíduos que podem ser vistos como possíveis soluções do problema de otimização. Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada e para cada indivíduo é dado um índice (fitness), refletindo sua habilidade de adaptação a determinado ambiente. Uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados. Os membros mantidos pela seleção podem sofrer modificações em suas características, através da recombinação e das mutações, gerando descendentes para a próxima geração que, de alguma forma, mantenham as características da geração anterior e possibilitando a variabilidade dos indivíduos na população.

Foi adotada a codificação do indivíduo proposta por [8] que representa cada gene de um indivíduo pelo percentual de volume armazenado nos reservatórios em cada período do horizonte de estudo. A Figura 1 ilustra a estrutura de um indivíduo para um caso em que existem Np número de períodos e nh número de reservatórios analisados.

$Vperc_1^1$...	$Vperc_{nh}^1$...	$Vperc_1^{Np}$	$Vperc_{nh}^{Np}$
-------------	-----	----------------	-----	----------------	-------------------

Figura 1 – Estrutura da codificação de um indivíduo

A avaliação das restrições hidráulicas é feita pelas clássicas equações de balanço hídrico, a serem descritas na seção 3, a obtenção da geração eólica é descrita na seção 4 e a avaliação das restrições elétricas que são realizadas a partir da simulação de um Fluxo de Potência Ótimo, modelo linear (FEO) são descritas na seção 5.

III. PROBLEMA HIDRÁULICO

A seguir, serão apresentados os principais componentes de um sistema hidráulico com seus respectivos modelos matemáticos de cada componente, tal como formulado em [5].

A partir da cota de montante do reservatório e da cota do canal de fuga, definem-se os valores de altura de queda líquida, $HL_i^t[m]$:

$$HL_i^t = H_{v_i}^t - H_{f_i}^t - H_{loss_i}^t \quad (2)$$

onde $H_{v_i}^t$ é a cota de jusante do canal de fuga da usina i para o período t ; $H_{f_i}^t$ é a cota de montante do reservatório i para o período t ; $H_{loss_i}^t$ é perda hidráulica do reservatório i para t .

A energia gerada na usina, $Meta_i^t(MWh)$, é obtida a partir da função de produção hidráulica, que tem fortes características de não linearidade, e pode ser definida como:

$$Meta_i^t = k_i \cdot HL_i^t \cdot QC_i^t \cdot Smês / 10^6 \quad (3)$$

onde QC_i^t é a vazão turbinada do reservatório i durante o período t (m^3/s); $Smês$ é o número de segundos do período t ; $Smês / 10^6$ é o fator de conversão da unidade de vazão m^3/s para $hm^3/mês$; k_i é a constante que recebe o nome de produtividade específica da usina i , e é obtida do rendimento médio da usina, $\eta_i^{médio}$, da aceleração da gravidade g (m/s^2) e da massa específica da água, ρ (kg/m^3), pela seguinte equação:

$$k_i = \eta_i^{médio} \cdot g \cdot \rho \quad (4)$$

O cálculo da cota de montante do reservatório, utilizado para obtenção da altura líquida é feito utilizando-se a média entre os volumes de início e fim do período, ou seja:

$$VMED_i^t = \frac{V_i^{t-1} + V_i^t}{2} \quad (5)$$

onde V_i^t é o volume armazenado no reservatório i para o período t (hm^3).

Assim, a função de produtividade pode ser expressa por:

$$PGH_i^t = k_i \cdot [H_{v_i}^t(VMED_i^t) - H_{f_i}^t(QC_i^t)] \cdot QC_i^t \cdot \frac{Smês}{10^6} \quad (6)$$

Além da geração, as usinas hidrelétricas apresentam uma série de restrições operativas que devem ser consideradas no problema de otimização.

Os limites na capacidade de armazenamento do reservatório podem ser descritos pela expressão:

$$\underline{V}_i^t \leq V_i^t \leq \overline{V}_i^t \quad (7)$$

onde \underline{V}_i^t e \overline{V}_i^t representam, respectivamente, os volumes do reservatório correspondentes aos níveis mínimo e máximo do reservatório i no período t .

As limitações quanto à capacidade de vazão turbinada do reservatório i são:

$$\underline{QC}_i^t \leq QC_i^t \leq \overline{QC}_i^t \quad (8)$$

onde \underline{QC}_i^t e \overline{QC}_i^t representam, respectivamente, os volumes mínimo e máximo de turbinagem do reservatório i na unidade de tempo (hm^3), e dependem da capacidade de engolimento das turbinas da usina.

Os limites para vazão vertida do reservatório i :

$$0 \leq QVT_i^t \leq \overline{QVT_i^t} \quad (9)$$

onde $\overline{QVT_i^t}$ representa o volume máximo de vertimento do reservatório i na unidade de tempo (hm^3).

Considerando que a defluência total Q_i^t do reservatório i é a soma da vazão vertida QVT_i^t com a turbinada QC_i^t , tem-se:

$$Q_i^t = QVT_i^t + QC_i^t \quad (10)$$

Assim:

$$\underline{Q_i^t} \leq Q_i^t \leq \overline{Q_i^t} \quad (11)$$

onde $\underline{Q_i^t}$ e $\overline{Q_i^t}$ representam, respectivamente, os volumes mínimo e máximo de defluência do reservatório i no período t . Vale notar que esses limites dependem do tempo considerado, pois são resultados de políticas de operação.

Todas as características apresentadas até esta etapa dizem respeito a cada usina i do sistema considerado. A seguir, a equação de balanço hídrico, que relaciona o volume de um reservatório com o volume do período anterior, as afluições do reservatório e as perdas:

$$V_{i,t} = V_{i,t-1} + Y_{i,t} + \sum_{l \in J_i} (QC_{l,t} + QVT_{l,t}) - QC_{i,t} - QVT_{i,t} \quad (12)$$

onde $Y_{i,t}$ representa a afluição natural do reservatório i durante o período t e J_i representa o conjunto de reservatórios imediatamente a montante do reservatório i .

IV. PROBLEMA EÓLICO

Uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento, que passa através da área varrida pelo rotor e a transforma em energia elétrica. A potência elétrica, P_{geol} , obtida desse processo é [15]:

$$P_{geol} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot \eta \cdot C_p \quad (13)$$

onde ρ é a densidade do ar ($1,225 \text{ kg/m}^3$) no nível do mar e a 15°C ; A é a área varrida pelo rotor ($\pi D^2/4$); D é o diâmetro do rotor; η é a eficiência do conjunto gerador/transmissões mecânicas e elétricas ($0,93 \sim 0,98$); C_p é o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (valor máximo teórico = $0,593$, na prática atinge em torno de $0,50$ e é variável com o vento, rotação e parâmetros da turbina).

Para se obter o potencial eólico de uma região, é necessário ter disponível dados de medição de velocidade e direção do vento, por um período de no mínimo cinco anos [16].

É possível fazer estimativas do comportamento dos ventos utilizando-se o tratamento estatístico dos dados obtidos. No tratamento desses dados, a curva mais importante (geradora de outras curvas) é a curva da frequência das velocidades, que fornece o período de tempo (percentual) em que uma velocidade foi observada. Dessa curva deriva também a curva de energia disponível, também conhecida como potência média bruta ou fluxo de potência eólica [15].

No tratamento estatístico de dados de vento é muito comum utilizar a Distribuição de Weibull, muito usada em situações onde se estuda grandezas com grandes variações. No estudo da energia eólica, a distribuição de Weibull é bastante aceita para representar a distribuição de velocidades do vento e suas características, assim como é uma ferramenta para a análise da potência e geração de energia.

A Função de Distribuição de Weibull, ou Função Densidade de Probabilidade de Weibull, é dada pela equação (14):

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (14)$$

onde

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^{-1,086} \quad (15)$$

σ é o desvio padrão dos dados de vento e \bar{V} é a velocidade média dos dados de vento;

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (16)$$

A função Gama (Γ) utilizada em (16) é definida por:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} \cdot e^{-t} \cdot dt \quad (17)$$

É interessante, no aproveitamento da energia eólica, o conhecimento do intervalo de tempo no qual a velocidade do vento é superior a um determinado valor, V , de velocidade. Para isso utiliza-se a Função de Confiabilidade, definida por:

$$R(V) = \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (18)$$

Essa função indica a fração dos dados (ou o intervalo de tempo) com valores maiores que V [16].

Alem disto, partir desse tratamento estatístico e tendo em mãos a curva de potência de um aerogerador, pode-se obter a quantidade de energia em um período referente a n horas (EAG) em kWh:

$$EAG = n \text{ horas} \cdot \int P_{geol}(V) \cdot f(V) \cdot dV \quad (19)$$

Para que se consiga determinar a potência gerada pelo aerogerador instalado num certo terreno conforme a velocidade dos ventos, é necessário que se conheça, principalmente, as características do aerogerador que será instalado, que se referem à Curva de Potência da mesma, que é um dado técnico da turbina eólica e informa o quanto de potência aquela máquina consegue extrair em função de cada valor de velocidade de vento.

V. PROBLEMA ELÉTRICO

Para cada mês de estudo, t , as metas energéticas de cada usina hidráulica i , $Meta_i^t$, são obtidas da decodificação do indivíduo modelado no problema de despacho hidrotermicoeólico resolvido via AG (a ser descrito na seção 6). Elas são calculadas através das equações (2-6), onde a vazão turbinada considerada para cálculo é o máximo valor permitido para cada período.

Os valores de potência eólica gerados a cada hora para cada mês são obtidos dos dados de ventos segundo a formulação da seção 4. Os dados são tratados por mês ou por patamar. Primeiramente calcula-se o valor de energia eólica gerada por n horas (equação 19) o qual é convertido em potência média eólica para cada bloco de n horas. O valor de n horas equivalente a um mês é 744 horas, para o patamar de carga leve 277 horas, média, 389 horas e pesada, 78 horas, considerando um mês com 31 dias Assim, obtém-se para cada patamar $npat$ e para a geradora eólica conectada na barra i , o valor de potência média gerada por patamar, $P_{geol_i}^{npat}$.

Para obtenção do corte de carga quando a geração não é suficiente para atendimento da carga, são inseridos geradores fictícios junto a cada barra de carga e patamar, $P_{gdeficit,i}^{npat}$ com alto custo, que despacham apenas em caso de déficit de geração ou restrições de transmissão atingidas.

Os principais dados de entrada do FPO são as cargas por barra, patamar $npat$ e mês t , P_{di}^{npat} , os valores de geração eólica por barra i e patamar $npat$ e mês t , $P_{geol,i}^{npat}$ e as metas mensais de todas as usinas, $Meta_i^t$ (usina conectada na barra i referente ao mês t).

O FPO intertemporal e linear proposto é executado para cada mês t do horizonte de estudo e tem como função objetivo a minimização dos custos de geração termelétrica e do corte de carga:

$$f.o. = \sum_{k=1}^{npat} \sum_{i=1}^{nb} C(P_{gt,i}^k + P_{gdeficit,i}^k) \quad (20)$$

onde nb é número de barras; $npat$ é o número de patamares; $C(P_{gt} + P_{gdeficit})$ é o custo de geração termelétrica e de corte de carga; $P_{gt,i}^k$ é a potência ativa gerada pela térmica conectada na barra i e patamar k ; $P_{gdeficit,i}^k$ é a potência ativa gerada pelas geradores fictícias ligadas na barra i e patamar k .

As restrições de igualdades são representadas pela equação de balanço de potência para todos os patamares de carga e todas as barras:

$$P_{gh,i}^k + P_{gt,i}^k + P_{geol,i}^k + P_{gdeficit,i}^k - P_{d,i}^k = P(\theta_i^k) \quad \text{para } k=1, \dots, npat, i=1, \dots, nb \quad (21)$$

onde $P(\theta_i^k)$ é a injeção de potência ativa por barra i e patamar k ; $P_{geol,i}^k$ é a potência ativa gerada pela eólica conectada na barra i e patamar k ; $P_{gh,i}^k$ é a potência ativa hidráulica gerada na barra i e patamar k ; $P_{gt,i}^k$ é a potência ativa térmica gerada na barra i e patamar $npat$; $P_{d,i}^k$ é a carga ativa da barra i e patamar k ; e θ^k é o ângulo de tensão de cada barra i e patamar k .

As restrições de desigualdade envolvem as limitações físicas e operacionais do sistema, tais como:

- limites operacionais dos geradores

$$Pghmin_i \leq P_{gh,i}^k \leq Pghmax_i \quad (22)$$

$$Pgtmin_i \leq P_{gt,i}^k \leq Pgtmax_i \quad (23)$$

$$0 \leq P_{gdeficit,i}^k \quad (24)$$

- limites de fluxos nas linhas

$$-Fmax_j \leq Fl_j^k \leq Fmax_j \quad (25)$$

onde Fl_j^k é o fluxo de potência que circula na linha j na patamar k .

O despacho das geradoras hidráulicas deve satisfazer os valores de metas energéticas mensais ($Meta_i$) para cada usina hidráulica, i , os quais são fornecidos pelo planejamento energético para cada mês:

$$\sum_{k=1}^{npat} nhoras_k \cdot Pgh_i^k \leq Meta_i, i=1, \dots, ngh \quad (26)$$

onde ngh é o número de geradores hidráulicos e $nhoras_k$, número de horas de cada patamar de carga k .

Caso as metas energéticas, advindas da decodificação dos indivíduos do problema de despacho hidrotérmico, não sejam adequadas para atender a demanda e as restrições elétricas, o FPO informa que há corte de carga e penaliza o indivíduo que forneceu tais metas.

Este FPO representado pelas equações (20-26) é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual.

VI. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO DESPACHO HIDROTÉRMICO-EÓLICO

Esta seção tem por finalidade descrever a formulação matemática do problema de despacho hidrotérmicoeólico resolvido via AG.

Após a decodificação do indivíduo, tal como apresentado em (1), que fornece os valores dos volumes de cada reservatório para cada período, realiza-se o balanço hídrico apresentado na equação (2-6) que fornece os valores de defluência total para cada reservatório ao longo do período de estudo. Vale lembrar que a defluência total é representada pela variável Q , ou seja, é a soma dos valores de vazão turbinada com vazão vertida.

Uma vez calculadas as metas (equações 2-6), o FPO (equações 20-26) é executado para cada mês do horizonte de estudo, obtendo-se as metas que foram efetivamente utilizadas para atender a carga do sistema. Caso elas não sejam suficientes, o FPO fornece o valor de corte de carga, representado pelo valor $P_{gdeficit,i}^k$.

Após a realização do balanço hídrico e do elétrico, passa-se à avaliação de cada indivíduo decodificado, utilizando-se a seguinte função multi-objetivo composta por cinco funções objetivo:

$$\min FO = W_1 \cdot f1 + W_2 \cdot f2 + W_3 \cdot f3 + W_4 \cdot f4 + W_5 \cdot f5 \quad (27)$$

onde W_i são pesos que podem atribuir maior importância a algumas funções;

$f1$: função custo das térmicas calculadas pelo FPO;

$f2$: função violação do limite de defluência, se para qualquer indivíduo houver qualquer limite de vertimento ou vazão mínima violado, $f2$ assume um valor extremamente alto, e esse indivíduo é descartado, não sendo realizado cálculo dos outros critérios de otimização;

$f3$: somatórios dos desvios dos volumes em relação ao volume que corresponde à altura de queda efetiva;

$f4$: desvio de volume final de reservatório em relação a um valor pré-estipulado pelo usuário;

$f5$: total de corte de carga caso as metas energéticas não sejam suficientes juntamente com as térmicas e eólicas para atender a carga total, valores estes obtidos do FPO.

VII. RESULTADOS

O sistema adotado nas simulações foi o sistema de 33 barras proposto por [17], que se refere ao sistema elétrico do sul do Brasil, composto por 7 usinas hidráulicas e 1 usina térmica distribuídos entre 2 subsistemas. A este sistema foi incorporada usina eólica de Palmas localizada no sul do Paraná o que aumentou o número de barras para 34. O horizonte de tempo simulado foi de 12 meses. A metodologia foi implementada em um ambiente Matlab®. As simulações foram realizadas em um computador Intel (R) Núcleo (TM) i5-2400 CPU @ 3.10 GHz, 8,0 GB de RAM com o Windows 7 OS.

Os patamares considerados são: carga leve com 277 horas, média com 389 horas e pesada com 78 horas. A data de início de estudo é janeiro de 2000, por configurar situação de severa estiagem pela qual passou a região. O volume inicial dos reservatórios é 80% do máximo permitido e ao final do período

de estudo é 80% do máximo. Os pesos das funções objetivos são: $W1=15$; $W2=20$; $W3=50$; $W4=0,5$; $W5=50$.

Todas as linhas de transmissão que conectam as áreas A e B do sistema elétrico representado na Figura 2 estão monitoradas.

A Figura 2 ilustra o diagrama unifilar do sistema utilizado nas simulações.

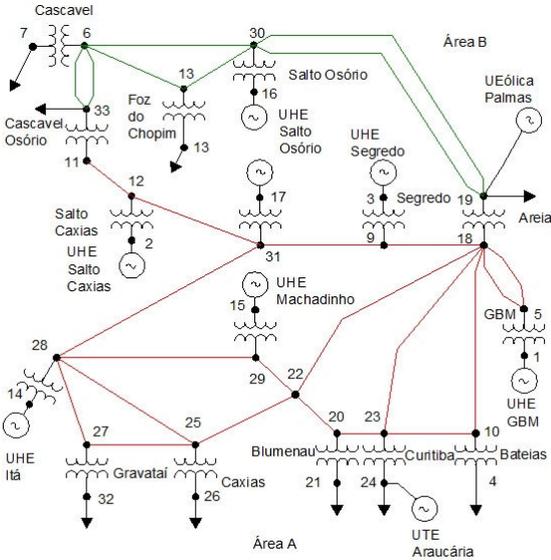


Figura 2 – Diagrama unifilar do sistema teste 34 barras

As usinas hidráulicas G.B. Munhoz – Segredo-S. Santiago- S. Osório – S. Caixas formam uma cascata no Rio Iguaçu, as usinas hidráulicas Machadinho e Itá formam uma cascata no Rio Uruguai. As usinas S. Osório e S. Caixas são a fio d'água[18].

A Tabela 1 ilustra as opções de configuração utilizadas para todas as simulações realizadas neste trabalho.

Tabela 1 – Parâmetros de simulação utilizados no AG

Parâmetro	Valor
Número de gerações	400
Função de cruzamento	Aritimética
Função de mutação	@mutationadaptfeasible, 0.045
Limites dos valores da população	Volumes máximos e mínimos dos reservatórios
Fração de migração	0.8
Intervalo de migração	10
Elitismo	4
Tamanho da população	20
Função de seleção	@selectionroulette
StallGenLimit	350
População inicial	Reservatórios com a porcentagem do volume especificado pelo usuário
Tempo limite de simulação	Inf
Limite do valor da função fitness	-Inf

Para obtenção dos valores de geração eólica da planta de Palmas, foram analisados os dados de vento do ano 2000 desta região (fornecidos pelo SIMEPAR) os quais seguem uma média quase constante ao longo do ano. A fim de se testar a formulação proposta através de uma alternativa mais desafiadora, foi imposto um deslocamento de 50% da potência eólica gerada entre os meses de abril a junho. A Figura 3 ilustra essa diferença entre a energia eólica média mensal efetivamente realizada no ano 2000 e a proposta com afundamento de 50% a fim de incluir no estudo sazonalidade do perfil dos ventos que se observa em outras regiões. Os resultados apresentados serão para o perfil com afundamento de 50 %.

A fim de se avaliar o impacto que a energia eólica gerada ao longo de 1 ano provoca em um planejamento de curto prazo, que inclui restrições de transmissão, foram realizados dois tipos de cenários para o sistema de 34 barras:

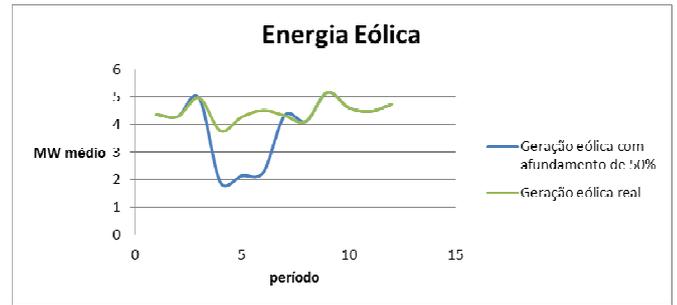


Figura 3– Energia eólica média mensal gerada no ano 2000 e simulada com afundamento de 50 %

Cenário 1: Dados de ventos com afundamento de 50%, consideração de geração eólica constante ao longo de todo mês, ou seja, considerou-se geração de potência eólica constante ao longo de todos os patamares de carga;

Cenário 2: Dados de ventos com afundamento de 50%, consideração de geração eólica diferenciada para cada patamar de carga mensal;

O objetivo de se avaliar estes cenários é analisar o impacto que uma representação da sazonalidade de ventos pode causar no despacho de geração hidrotérmica de curto prazo, ao invés de simplesmente incorporar a geração eólica como uma fonte de geração de potência constante, os quais são a seguir descritos:

- Cenário 1: A Figura 4 apresenta o perfil de energia gerada total por tipo de fonte, referente ao Cenário 1. A Figura 5 apresenta o montante de energia média mensal fornecida pelas usinas hidráulicas, onde se observa o efeito de indisponibilidade de energia hidráulica enfrentada na época. Essa falta de chuvas acarretou diretamente na produção das térmicas e corte de carga desde período (Figura 6).

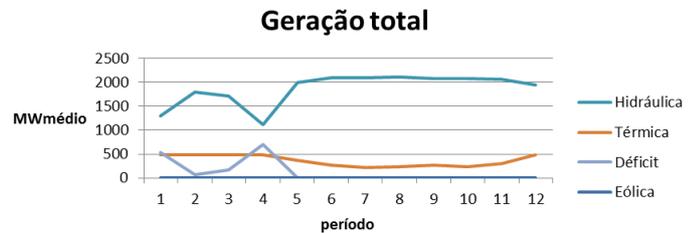


Figura 4–Geração total média mensal de energia -Cenário 1

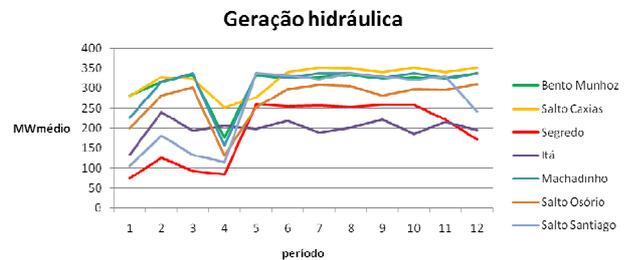


Figura 5 – Geração média mensal por usina hidráulica - Cenário 1

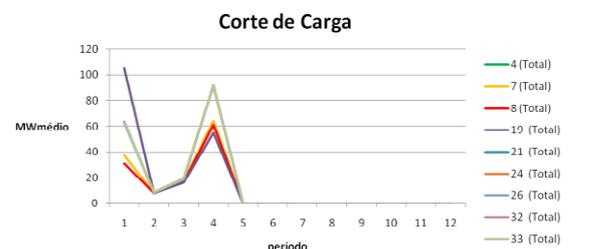


Figura 6 – Corte de carga média mensal por barra de carga - Cenário 1

O não atendimento da demanda ocorreu pela ativação dos limites operativos das máquinas e a estiagem, ou seja, falta de potência disponível.

- Cenário 2: As Figuras 7, 8 e 9 apresentam mesmas informações referentes ao Cenário 1 com resultados similares de corte de carga e indisponibilidade de geração hidráulica.

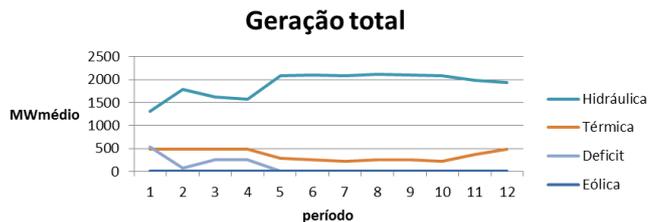


Figura 7 – Geração total média mensal de energia - Cenário 2

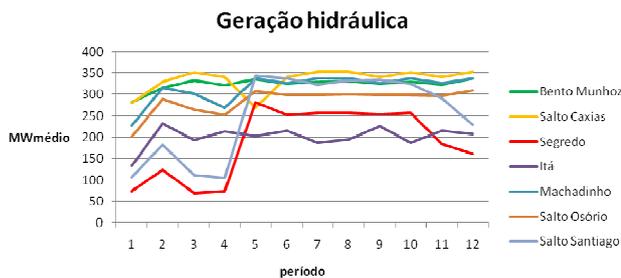


Figura 8 – Geração média mensal por usina hidráulica - Cenário 2

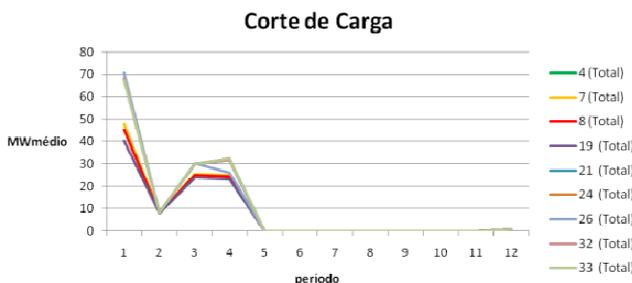


Figura 9 – Corte de carga média mensal por barra de carga - Cenário 2

A fim de melhor analisar estes resultados, os mesmos estão sintetizados na Tabela 2 que compara os valores totais de energia média hidráulica, térmica, eólica e de corte de carga para Cenários 1 e 2.

Tabela 2: Valores totais de energia média hidráulica, térmica, eólica e de corte de carga para Cenários 1 e 2.

Cenário	Valores totais de geração			
	Pgh (MWméd)	Pgt (MWméd)	Pgeol (MWméd)	Corte de Carga (MWméd)
Cenário 1	22395,35	4324,07	47,34	1463,77
Cenário 2	22776,08	4301,25	47,34	1105,82

Comparando os dois cenários verifica-se que ao se detalhar a inserção da geração eólica em forma de diferentes perfis por patamar (Cenário 2) isto implicou em um melhor gerenciamento da energia hidráulica (gerou-se mais energia hidráulica), térmica (gerou-se menos energia térmica) e do corte de carga (o corte de carga foi menor).

O limite da linha de transmissão Segredo-Salto Santiago, tanto para o Cenário 1 quanto para o 2, foi atingido entre os meses de junho a outubro para o patamar de carga média. O limite para esta linha foi atingido porque as vazões turbinadas referentes às usinas de Segredo e Salto Santiago foram máximos, congestionando esta linha importante para escoamento da potência gerada por estas usinas.

III. CONCLUSÃO

Este trabalho propôs uma metodologia baseada em AG para a inserção de energia eólica no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com penetração eólica no horizonte de um ano acoplando intrinsecamente problemas elétrico e energético.

A maneira como a energia eólica foi representada impactou de forma significativa o despacho. Ao se detalhar o comportamento da geração de potência eólica ao longo de períodos específicos do dia (tal como a distribuição da carga ao longo do dia, ou seja, pesada, média e leve) verificou-se que houve um melhor despacho das fontes de energia. A energia hidráulica foi melhor utilizada o que implicou em menos geração de potência térmica (menor custo operacional) e menor necessidade de corte de carga (melhorou a eficiência do sistema).

Assim, conclui-se que é importante detalhar o comportamento da geração de potência eólica de forma mais realista ao invés de simplesmente inseri-la como uma fonte de geração constante. A aplicação desta formulação para sistemas maiores pode evidenciar a complementaridade hídrica e eólica, tornando-a mais aderente às condições operativas sob o ponto de vista energético e elétrico.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi possível graças ao financiamento da CAPES e CNPq e pelos dados fornecidos pelo SIMEPAR - PR.

REFERÊNCIAS

- [1] CEPEL. Manual de Referência do modelo NEWAVE. Rio de Janeiro, 2009.
- [2] CEPEL. Modelo DECOMP Manual de Referência. Rio de Janeiro, 2004.
- [3] CEPEL. Manual de Referência do Modelo Dessem Versão 8.2ª (GTRD). Rio de Janeiro 2003.
- [4] D. C. MARCILIO. Otimização do Despacho Hidrotérmico Utilizando o Método de Lagrangeano Aumentado com Gradiente Espectral Projetado. [s.l.] Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2014.
- [5] R. F. ANDRIOLO. Acoplamento elétrico energético no planejamento da operação em médio prazo com restrição de transmissão. Universidade Federal do Paraná, 2014.
- [6] Y.K.F. Takigawa, E. L. Silva, E. C. Finardi, R. N. Rodrigues. Solving the hydrothermal scheduling problem considering network constraints. *Electric Power systems Research* 88, pp. 89-97, 2012.
- [7] P. T. LEITE, A. A. F. M. CARNEIRO, A. C. P. L. F. CARVALHO. Energetic Operation Planning Using Genetic Algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 1, pp. 173-179, 2002.
- [8] P. T. LEITE, A. A. F. M. CARNEIRO, A. C. P. L. F. CARVALHO. Aplicação de algoritmos genéticos na determinação da operação ótima de sistemas hidrotérmicos de potência. *Revista Controle & Automação*, v. 17, n. 1, pp. 81-88, 2006.
- [9] S. V. Kumar, M.R. Mohan. A genetic algorithm solution to the optimal short-term hydrothermal scheduling. *Electrical Power Energy Systems* 33, pp. 827-835, 2011.
- [10] W.S. Sifuentes, A. Vargas, Hydrothermal Scheduling Using Benders Decomposition: Accelerating Techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 31, pp. 1351-1359, 2007.
- [11] J. L. M. Ramos, A. T. Lora, J. R. Santos, A. G. Expósito. Short-term Hydro-thermal coordination based on interior point nonlinear programming and genetic Algorithms. *IEEE Porto Power Tech Conference*. Porto, Portugal, 2011.
- [12] X. Yuan, H. Tian, Y. Yuan, Y. Huang, R. Ikram. An extended NSGA-III for solution multi objective hydro-thermal-wind scheduling considering wind power cost. *Energy Conversion and Management* 96, pp. 568-578, 2015.
- [13] K.Y. Wang, X. J. Luo, L. Wu, X. C. Liu. Optimal coordination of wind-hydro-thermal based on water complementing wind. *Renewable Energy* 60, pp. 169-178, 2013.
- [14] D. E. Goldberg. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. 1st. ed. Boston, MA, USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1989.
- [15] R. Aldabó. Energia Eólica. Artliber, 2002.
- [16] R. Custódio. Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, 2007.
- [17] W. F. Alves. Proposição de Sistemas -Teste para análise computacional de sistemas de potência. [s.l.] Universidade Federal Fluminense, 2007.
- [18] M. R. Bessa. Otimização do despacho hidrotérmico mediante algoritmos híbridos com computação de alto desempenho: modelo PHOENIXVII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica CITENEL. Anais...Rio de Janeiro: Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, 2013.