



Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Impacto da penetração massiva de geração solar e eólica na operação de médio e longo prazo das hidroelétricas brasileiras

ROBERTO ASANO JUNIOR(1); IVAN ROBERTO DE SANTANA CASELLA(1); PATRICIA TEIXEIRA LEITE(1); UFABC(1);

RESUMO

Neste informe técnico são apresentados os resultados para diferentes cenários de integração de novas fontes de energia elétrica, eólica ou solar, em um sistema hidrotérmico, destacando e seu impacto na operação do sistema. Nestes resultados se observam as variações na operação dos reservatórios, necessárias para contemplar a sazonalidade da energia eólica e solar que passarão a integrar o sistema enquanto se busca a minimização dos custos operacionais em cada um desses novos cenários. Com isso, é possível demonstrar os impactos energéticos da penetração massiva destas novas fontes e destacar o papel dos reservatórios das hidroelétricas para armazenar e integrar as novas energias renováveis.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento energético, Integração de fontes renováveis, Operação hidrotérmica, Solar, Eólica

1.0 - INTRODUÇÃO

No Brasil, quase 95% da produção de eletricidade teve origem renovável no ano de 1995. Atualmente, com a expansão do consumo e do parque térmico, as fontes renováveis somam pouco mais de 80% da produção. Tal redução ocorre mesmo com a penetração de novas fontes de energia renováveis, tais como a solar e eólica, acima da média mundial [1].

Impulsionadas pela pressão para redução das emissões, fontes renováveis ganharam escala de produção e atingiram patamares competitivos de custo, tornando-se viável sua integração massiva em sistemas energéticos. Com esta iminente inserção de fontes de energia renovável de característica variável, como a fonte solar e a eólica, a tarefa de planejar o sistema ficou ainda mais complexa.

Diferente da hidroeletricidade, que pode ser armazenada em reservatórios, estas novas fontes não dispõem de meios tecnológicos para armazenamento energético direto. Todavia, num sistema hidroelétrico de grande porte como o brasileiro, pode-se utilizar os reservatórios das usinas hidroelétricas no papel de armazenadores de grande porte e com capacidade sistêmica para armazenamento indireto da energia proveniente dessas novas renováveis.

Quando otimizado em conjunto, esta capacidade de armazenamento das hidroelétricas pode ser utilizada para reter água e subir os níveis dos reservatórios enquanto há disponibilidade de ventos e irradiação solar. Analogamente, a geração hidroelétrica pode retornar a suprir energia, deplecionando os reservatórios, quando houver menos disponibilidade de ventos ou durante períodos de menor irradiação.

Desta forma, este informe técnico apresentará uma proposta de metodologia para contemplar o uso dos

reservatórios hidroelétricos para armazenar a energia disponível, eólica e solar, através de alterações no planejamento de médio e longo prazo da operação das hidroelétricas com reservatório.

Vale destacar, que as características próprias das fontes intermitentes, como por exemplo a incerteza do vento, e no caso da solar, a irradiação foram devidamente tratados como métodos estatísticos já consolidados na literatura vigente. Assim, o modelo computacional que será apresentado neste informe técnico leva em consideração os dados regionais que caracterizam o vento e a irradiação solar na determinação da política ótima de operação.

Para contemplar a adequação da operação hidroelétrica às alterações sistêmicas decorrentes da integração de cada uma das novas fontes, um modelo não linear de produção energética (um modelo que considera dinamicamente o efeito da altura de queda líquida na produção) foi empregado. Assim, será possível destacar neste informe técnico a operação individualizada de cada usina no sistema em uma solução ótima integrada.

Finalmente, são apresentados os resultados para diferentes cenários de integração de nova energia eólica ou solar em um sistema hidrotérmico, destacando e seu impacto na operação do sistema. Nestes resultados se observaram as variações na operação dos reservatórios, necessárias para contemplar a sazonalidade da energia eólica e solar que passarão a integrar o sistema enquanto se busca a minimização dos custos operacionais em cada um desses novos cenários. Com isso, é possível demonstrar os impactos energéticos da penetração massiva destas novas fontes e destacar o papel dos reservatórios das hidroelétricas para armazenar e integrar as novas energias renováveis.

2.0 - INTEGRAÇÃO DE FONTES NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE MÉDIO E LONGO PRAZO

Para este trabalho foram tratadas as fontes renováveis de fluxo que tem encontrado maior penetração até o momento na matriz elétrica brasileira e, portanto, com maior interesse para otimização de sua capacidade de integração, dado que, no Brasil, tem-se um sistema complexo e de grande porte devido suas dimensões continentais e características históricas de desenvolvimento.

Segundo [2], 64% da energia elétrica ofertada provem de origem hidroelétrica, 3,5% de origem eólica e 0,01% de solar. Cada uma delas possui características próprias para serem consideradas durante a integração.

A seguir, estão descritas as modelagens matemáticas adotadas para representar as fontes renováveis em discussão.

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

Nos conjuntos fotovoltaicos, as características construtivas e de materiais que o compõem fazem que a tensão seja gerada em corrente contínua, o que torna necessário o uso de inversores para conexão com a rede elétrica. A conversão e o rendimento energético de complexos solares dependem de diversos fatores, incluindo as características dos materiais semicondutores, a orientação dos painéis com relação ao Sol, o seguimento de sua posição em um eixo ou dois (seguimento do caminho diário e anual), a temperatura de operação, a irradiância solar e as condições de sombreamento, bem como a eficiência do próprio conversor. Todavia, uma vez selecionado um sistema com um projeto adequado, o fator predominante que determina a produção de energia é a irradiância. Assim, pode-se assumir que:

$$E_{solar} = P_{solar} \cdot \eta_{global} \cdot H_{SOL} \cdot \Delta_t \quad (1)$$

onde:

P_{solar}	potência nominal nas condições de teste padrão;
η_{global}	rendimento global do sistema para unidade de irradiação padrão;
H_{SOL}	fator de irradiação solar no período e;
Δ_t	período considerado.

Em um sistema de conversão de energia solar é esperado que a energia elétrica produzida tenha uma relação direta com as horas de sol, o fator de irradiação solar (H_{sol}) pode então ser definido como a relação entre a quantidade de horas de sol com máxima irradiância e a quantidade de horas num dia [3]. Este fator de irradiação solar varia apenas em função da latitude do local de instalação, da existência ou não do controle para rastreamento do Sol e a estação do ano.

O fator de capacidade para a geração solar (FC_{solar}) pode então ser obtido pela razão entre a energia solar calculada pela Equação 1 e a máxima geração de energia possível, situação que poderia ocorrer somente caso a potência nominal dos painéis fosse produzida 24h por dia durante todo o período considerado.

2.2 Energia Eólica

Nos sistemas (ou parques) eólicos, a energia elétrica é obtida através da conversão da energia cinética do fluxo de ar (vento) que atravessa a área coberta pelas pás dos aerogeradores. Esta energia cinética é proporcional ao quadrado da velocidade e a massa. Todavia, nos casos dos fluidos em movimento, a massa presente no volume de controle também pode ser representada em função da velocidade, de maneira que a potência, razão entre energia e tempo, disponível no vento é proporcional a sua velocidade ao cubo, como indicado pela Equação 2 [3]:

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \rho_{ar} v^3 \quad (2)$$

onde:

P_{vento} potência do vento;
 ρ_{ar} densidade do ar;
 v velocidade instantânea do vento.

Na prática, as informações de eficiência na extração de energia e sua conversão para eletricidade são agrupadas na curva de potência disponibilizada para cada aerogerador. A Fig. 1. apresenta uma curva de potência de um aerogerador comercial de 2 MW de potência, com características similares a de outros geradores comerciais de grande porte [4]. Nota-se que, nesses geradores, a conversão de energia é limitada pela capacidade aerodinâmica das pás para velocidades abaixo da velocidade nominal e pela capacidade máxima do gerador após atingir a velocidade nominal.

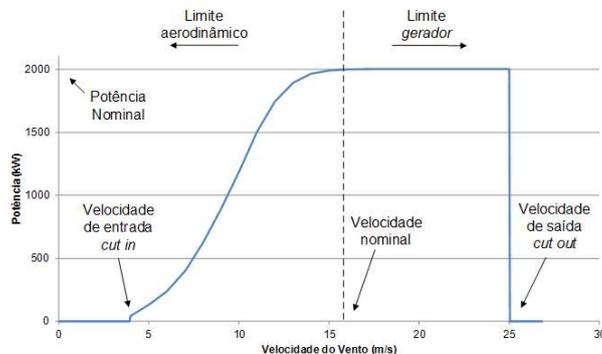


Fig. 1- Curva de potência de um gerador comercial de 2MW [4]

Dada a não linearidade desta curva de potência e a variabilidade dos ventos, a velocidade média isoladamente não é adequada para tratar a energia gerada, embora a velocidade média seja frequentemente utilizada para caracterizar os ventos de uma região [5]. Nesses casos, além da velocidade média o fator de forma da distribuição de *Weibull* das velocidades é utilizado para caracterização.

A expressão comum para função de densidades de probabilidades de *Weibull* $f(v)$ para velocidades v , é a Equação 3 que segue:

$$f(v) = \frac{k}{cs} \left(\frac{v}{cs} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{cs} \right)^k \right] \quad (3)$$

onde k é chamado de fator de forma e cs é o parâmetro de escala.

Como o nome indica, o fator k , altera o formato da distribuição, indicando maior ou menor dispersão dos valores representados por ela. Conhecido o valor de forma e a velocidade média, é possível encontrar o fator de escala que se ajuste a uma determinada distribuição desejada.

A geração de energia eólica num dado período consiste, então, da integral da potência gerada pelo gerador durante todo este período. Para realizar este cálculo utilizando a curva de potência real do aerogerador é necessário discretizar a função de densidade de probabilidades de acordo com os pontos da curva de potência disponíveis. Assim, para cada velocidade v_0 encontrada na curva, pode-se utilizar a Equação 4 para calcular a probabilidade de existirem ventos em torno desta velocidade.

$$f\left(v_0 - \frac{\Delta v}{2} \leq v \leq v_0 + \frac{\Delta v}{2}\right) = \int_{v_0 - \frac{\Delta v}{2}}^{v_0 + \frac{\Delta v}{2}} f(v) dv \approx f(v) \Delta v \quad (4)$$

onde Δv é a diferença entre pontos consecutivos de velocidade na curva de potência dada.

O resultado da discretização é a proporção do período total em que o vento estará ao redor de uma dada velocidade e, portanto, a proporção do período em que se estará produzindo a potência correspondente a essa velocidade, sendo que a energia eólica total gerada no período pode ser dada pela Equação 5:

$$E_{eólica} = \sum_{v=cut\ out} v = cut\ out P_{aerogerador}(v) \cdot f\left(v_0 - \frac{\Delta v}{2} \leq v \leq v_0 + \frac{\Delta v}{2}\right) \cdot \Delta t \quad (5)$$

onde: $P_{aerogerador}$ é obtida da curva de potência do aerogerador para cada velocidade v , discretizada em intervalos de Δv . e Δt é o período considerado.

O fator de capacidade para a geração eólica ($FC_{eólica}$) pode ser obtido pela razão entre a energia eólica calculada pela equação e a máxima geração de energia possível, que ocorreria caso o aerogerador produzisse a potência nominal durante todo o período considerado. A geração

2.3 Geração Hidroelétrica

A hidroeletricidade provém da conversão da energia potencial gravitacional da água que é extraída quando esta flui de um ponto com maior energia potencial para outro mais próximo ao nível do mar. Esta conversão ocorre nas usinas hidroelétricas, como por exemplo, em um complexo que envolve uma barragem que tem a finalidade de represar a água em reservatórios e assim criar ou aumentar o desnível, ou queda d'água, em uma ou em várias casas de máquina, onde o fluxo de água propulciona uma turbina conectada a um gerador elétrico e um vertedouro que é o caminho por onde se pode deixar escoar o eventual excesso de água que não pode ser convertido em energia.

A Fig. 2 ilustra um corte em uma barragem de usina onde é possível observar os componentes acima descritos e também o reservatório a montante e o curso do rio a jusante. A figura também ajuda a ilustrar algumas das variáveis utilizadas na modelagem de uma usina.

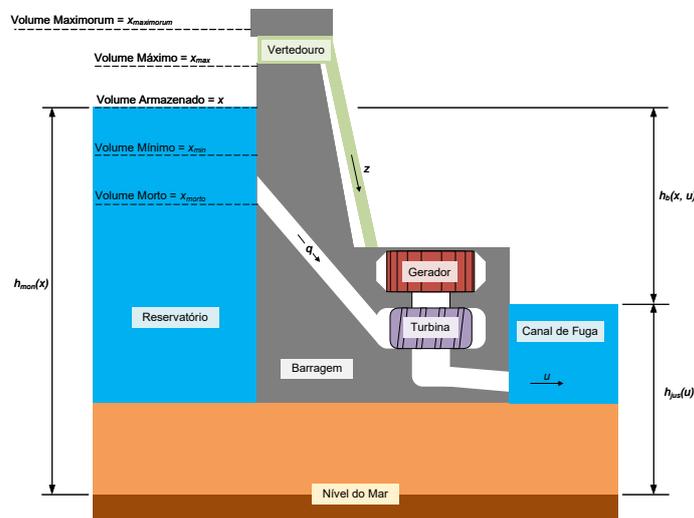


Fig. 2- Corte de uma barragem e usina hidroelétrica

O volume x equivale à quantidade de água armazenada no reservatório em um determinado instante. O volume mínimo x_{min} , é a menor quantidade de água armazenada no reservatório que permite o funcionamento da usina em condições normais de operação. O volume útil x_{util} é a diferença entre o maior volume suportado pelo reservatório em condições normais, x_{max} , e o volume mínimo, x_{min} . Os volumes são normalmente considerados em Hm^3 .

A vazão turbinada q , em m^3/s , representa o fluxo de água que movimenta a turbina e é desse fluxo de água que se extrai a energia para conversão e em eletricidade. Esta vazão é limitada pela turbinagem ou engolimento máximo, q_{max} , da usina.

O vertedouro permite que o excesso de água que não pode ser aproveitado para geração de energia, nem acumulado nos reservatórios seja reconduzido à jusante do rio. Assim, esta vazão vertida z não é aproveitada energeticamente e num planejamento adequado, sempre se busca evitá-la. Em condições especiais de operação, como, por exemplo, no controle de cheias, irrigação ou outros usos consultivos é possível que se use o vertedouro para aumentar o fluxo à jusante mesmo antes de se atingir o volume máximo.

A altura h_{mon} é a altura do nível da água a montante do reservatório em relação ao nível do mar. Esta altura é expressa em metros e é determinável por um polinômio que é dado em função do volume x conforme apresentado na Equação 6, onde a_0, a_1, a_2, a_3 e a_4 são os coeficientes do polinômio e variam conforme as características da usina [6].

$$h_{mon}(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + a_3x^3 + a_4x^4 \quad (6)$$

A altura h_{jus} é a altura, também em relação ao nível do mar, da água que se encontra a jusante do reservatório e é expressa, também, em metros por um polinômio que é função da vazão defluente u , conforme indicado na Equação 7, onde b_0, b_1, b_2, b_3 e b_4 são os coeficiente do polinômio e variam conforme as características da usina [6]. A vazão defluente u é igual a soma da vazão turbinada q com a vazão vertida z .

$$h_{jus}(u) = b_0 + b_1u + b_2u^2 + b_3u^3 + b_4u^4 \quad (7)$$

A altura bruta h_b é dada pela diferença entre as alturas a montante e a jusante, dadas pelos polinômios em função do volume x e da vazão u .

Portanto, a potência elétrica (P) de uma usina pode ser escrita como uma função que dependente da altura de queda bruta (h_b) de água e das vazões defluídas (turbinada e vertida), conforme apresentado na Equação 8 [6]:

$$P(x, u, q) = \eta_{tg} \cdot g \cdot [h_{mon}(x) - h_{jus}(u) - h_p(q)] \cdot q \quad (8)$$

onde:

- $P(x, u, q)$ é a função da potência produzida [W];
 x é o volume armazenado no reservatório [hm^3];
 u é a vazão defluente [hm^3/s];
 q é a vazão turbinada [hm^3/s];
 η_{tg} é o rendimento do conjunto turbina - gerador;
 ρ é o peso específico da água, aproximadamente igual a 1000 kg/m^3 ;
 g aceleração da gravidade considerada igual a $9,81 \text{ m/s}^2$;
 $h_{\text{mon}}(x)$ é a cota do nível d'água montante [m];
 $h_{\text{jus}}(u)$ é a cota da vazão d'água do canal de fuga [m];
 $h_p(q)$ é a perda de carga nos condutos forçados [m].

A geração hidroelétrica total (GH) em um período, como por exemplo em um mês, em megawatt mês (MW·mês) é calculada pelo somatório das gerações individuais de todas as usinas hidroelétricas calculadas conforme a Equação 8. A Equação 9 ilustra esse cálculo.

$$GH(t) = \sum_{i=1}^N P_i[x_i(t), u_i(t), q_i(t)] \quad (9)$$

A seguir, a formulação matemática proposta para integração das fontes renováveis é apresentada.

3.0 - DETERMINAÇÃO DA OPERAÇÃO ÓTIMA COM INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

O problema do planejamento da operação de um Sistema Hidrotérmico de Potência com a integração de fontes renováveis pode ser formulado através de um modelo de otimização, como apresentado a seguir:

$$\text{Minímo de } C_{\text{ox}_i^t, \text{Psolar}, \text{Peólico}} = \sum_{t=1}^T \frac{C_{\text{térmico}}^t + C_{\text{eólico}}^t + C_{\text{solar}}^t}{(1+j)^{\frac{t}{12}}} \quad (10)$$

$$\text{sendo: } C_{\text{fonte}}^t [E_{\text{fonte}}(t)] = c_0^{\text{fonte}} + c_1^{\text{fonte}} \cdot [E_{\text{fonte}}(t)] + c_2^{\text{fonte}} \cdot [E_{\text{fonte}}(t)]^2 \quad (11)$$

$$\begin{cases} E_{\text{térmica}}(t) = D(t) - GH(t) - E_{\text{solar}}(t) - E_{\text{eólica}}(t) \text{ para } D(t) > GH(t) \\ E_{\text{térmica}}(t) = 0 \text{ nos demais casos} \end{cases} \quad (12)$$

$$E_{\text{eólico}} = FC_{\text{eólico}} \cdot Peólico \quad (13)$$

$$E_{\text{solar}} = FC_{\text{solar}} \cdot Psolar \quad (14)$$

$$\text{s.a.: } \Delta x_i(t) = I n_i(t) + \sum_{k \in \Omega_i} u_k(t) - u c_i(t) - e v_i(t) - u_i(t) + \sum_{j \in \Phi_i} y a_j(t) \quad (15)$$

$$x_{\text{min},i} \leq x_i(t) \leq x_{\text{max},i} \quad (16)$$

$$q_{\text{min},i} \leq q_i(t) \leq q_{\text{max},i} \quad (17)$$

$$E_{\text{térmica}}(t) \leq E_{\text{térmica}, \text{max}} \quad (18)$$

$$\text{sendo: } I n_i(t) = y n_i(t) - \sum_{k \in \Omega_i} y n_k(t) \quad (19)$$

$$e v_i(t) = 10^{-3} \cdot c e \cdot a e (h_{\text{mon}}(x(t))) \quad (20)$$

onde:

C_o custo total da operação

T	número de períodos no horizonte de planejamento;
j	taxa de juros anual;
c_0^{fonte} , c_1^{fonte} e c_2^{fonte}	são coeficientes do polinômio custo de cada fonte (<i>fonte</i>);
$D(t)$	demanda mensal;
$E_t^{termica, max}$	refere-se à capacidade termoelétrica instalada
$u_i(t)$:	vazão defluida pela usina i no período t [hm ³ /mês];
$\Delta x_i(t)$	variação de volume do reservatório da usina i no período t [hm ³];
$In_i(t)$	vazão afluente incremental da usina i no período t [hm ³ /mês];
$u_k(t)$	vazão defluida pela usina k no período t [hm ³ /mês];
Ω_i	conjunto de usinas imediatamente a montante da usina em i análise;
$ya_i(t)$	vazão artificial direcional, da usina j para i no período t [hm ³ /mês] – $ya_i(t)$ é positivo para vazões de j para i e negativo no sentido oposto [7];
Φ_i	conjunto de usinas que possuem recursos para transferência artificial de vazões com a usina i ;
$uc_i(t)$	vazão consuntiva da usina i no período t [hm ³ /mês];
$ev_i(t)$	vazão evaporada da usina i no período t [hm ³ /mês];
yn_i e yn_k	indicam respectivamente as vazões naturais das usinas i e k para um determinado período t ;
ce	coeficiente de evaporação;
$ae(h_{mon}(x(t)))$	área do espelho d'água, obtida através de um polinômio de quarto grau em função da cota da superfície do reservatório, $h_{mon}(x(t))$.

Vale notar que o conjunto Ω_i carrega a informação da localização de cada usina e seu posicionamento em relação às demais.

4.0 - TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTA

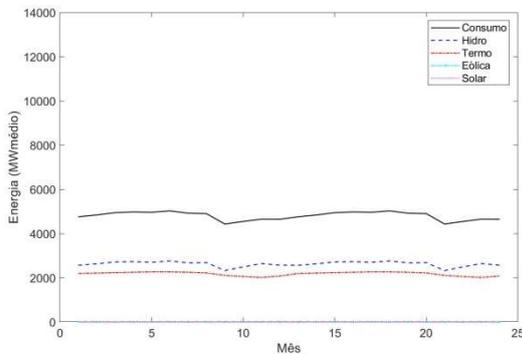
A técnica de otimização proposta e desenvolvida para este trabalho tem como base o comportamento evolutivo de uma espécie considerando sua inserção num meio social, e foi denominada como Técnica Evolutiva Sócio-Bio Inspirada (ESBIT). No algoritmo busca-se representar o universo populacional com considerações sobre a forma como os indivíduos se agruparam em sociedades, bem como, das interações dentro de uma sociedade e entre as sociedades durante o processo evolutivo.

Nesta estratégia evolutiva, o universo é formado de múltiplas sociedades ou colônias e cada colônia é uma estrutura de populações multigeracional, onde coexistem mais de duas gerações. Nessas populações, cada indivíduo da população é determinado pelos seus genes, que correspondem a um conjunto de valores para variáveis que representam uma solução completa para o problema. Além da característica multigeracional que permite ampliar e variar a gama de estratégias de reprodução ao longo da evolução, na ESBIT, a complexidade também é ajustada ao longo do processo evolutivo mimetizando os processos naturais de evolução.

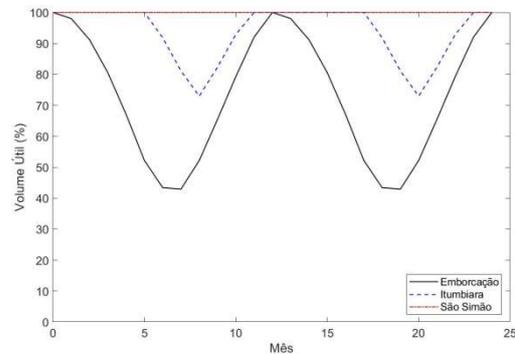
Baseado nessa arquitetura de universo, esta nova meta heurística para resolução de problemas de difícil solução foi proposta com objetivo de explorar de forma eficiente o espaço de busca, sem passar por todas as possíveis soluções, permitindo assim a codificação do problema bastante complexo que envolve a integração das fontes renováveis. Destaca-se também que a técnica permite que se possa considerar todas as características próprias de operação de cada fonte e usina sem a necessidade de simplificação das mesmas.

5.0 - ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

Para o estudo de caso, um sistema de três usinas com reservatórios em cascata e conectadas hidráulicamente (UHEs Emborcação, Itumbiara e São Simão do subsistema SE) foram modeladas individualmente com parâmetros e vazões dos rios obtidos em [8], também foram consideradas para representar o sistema hidráulico. O sistema térmico foi definido com uma capacidade de geração máxima de 2260 MWmês, suficientes para suprir com custo otimizado, em conjunto com as hidroelétricas consideradas, um consumo médio de 4800 MWmês. A Fig. 3 ilustra esta condição, considerada como referência para as análises.



(a) Balanço Energético

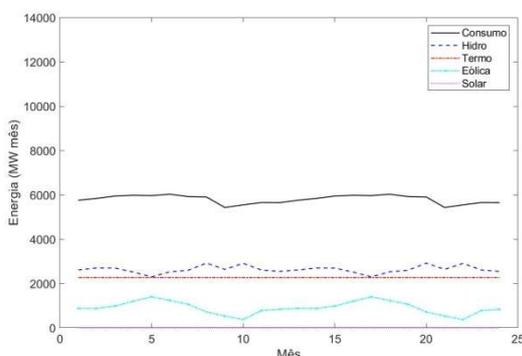


(b) Operação dos Reservatórios Hidroelétricos

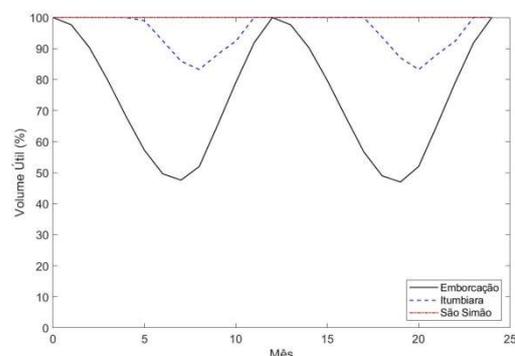
Fig. 3 – Operação hidrotérmica, sem necessidade de expansão

A Fig. 3a ilustra o perfil do consumo sazonal definido para os 24 meses considerados no planejamento, com início no mês de maio (final do período chuvoso). Nela também se pode ver a contribuição da combinação das usinas hidroelétricas e a correspondente geração termoelétrica necessária para equilibrar o balanço energético, sem a contribuição das fontes eólica e solar. Ao lado, a Fig. 3b detalha a operação ótima das usinas. Para a operação é possível observar o esvaziamento e recomposição cíclica dos volumes dos reservatórios.

Partindo desta condição, a operação e o valor da potência instalada das novas fontes foram otimizados para diferentes condições de expansão do sistema (aumento do consumo médio), considerando que a energia seja suprida pela instalação de novos geradores (*Psolar* ou *Peólico*). Na determinação do fator de capacidade sazonal destas usinas, os dados disponibilizados para o estado de São Paulo foram utilizados [5] e [9]. Para cada uma das fontes, foram realizadas simulações considerando a expansão de: 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1100, 1200, 1300, 1400, 1500, 1600, 1700, 1800, 1900, 2000, 2100, 2200, 2300, 2400, 2500, 2600, 2700, 2800, 2900, 3000, 3200, 3400, 3600, 3800, 4000, 4200, 4400, 4600, 4800, 5000, 5250, 5500, 5750, 6000, 6250, 6500, 6750, 7000, 7250, 7500, 7750 e 8000 MWMês médios. Para pequenos valores de expansão, o sistema ainda busca explorar o fator de capacidade disponível das térmicas existentes, apenas alterando o regime das hidroelétricas (penalizando geração hidroelétrica total para otimizar o custo). Quando, ainda mais capacidade de geração é necessária, potência das novas fontes precisa ser adicionada ao sistema. As figuras 4 e 5 ilustram o resultado para suprir um aumento de demanda de 1.000 MWMês médios. Neste caso, já se nota a variação da operação sazonal das hidroelétricas para acomodar o balanço energético à disponibilidade dos recursos solar e eólico. Nota-se na Fig. 4a que a nova geração eólica, desloca a geração hidráulica para o período chuvoso, enquanto mantém os reservatórios em níveis mais elevados (Fig. 4b). Da mesma forma, os reservatórios são mais deplecionados (Fig. 5b) para deslocar a geração hidráulica para o período seco para acomodar a maior disponibilidade de geração solar concomitante com o período chuvoso.



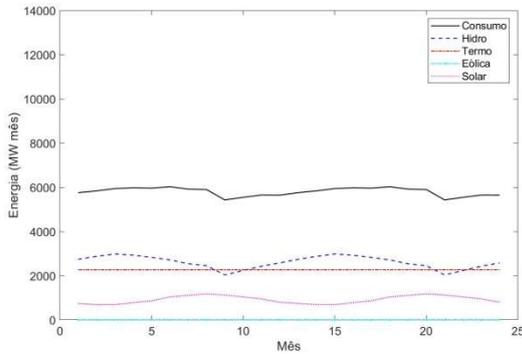
(a) Balanço Energético



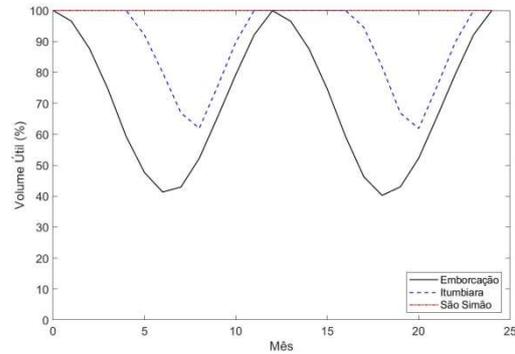
(b) Operação dos Reservatórios Hidroelétricos

Fig. 4 – Operação hidrotérmica-eólica, com expansão de 1.000 MWMês médio

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



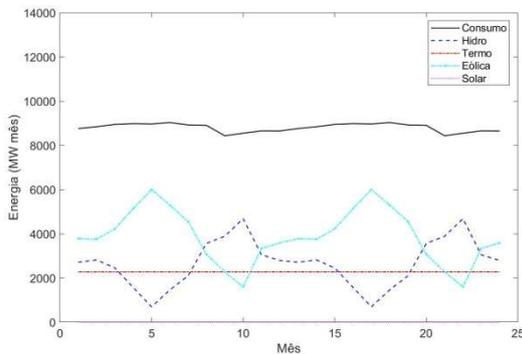
(a) Balanço Energético



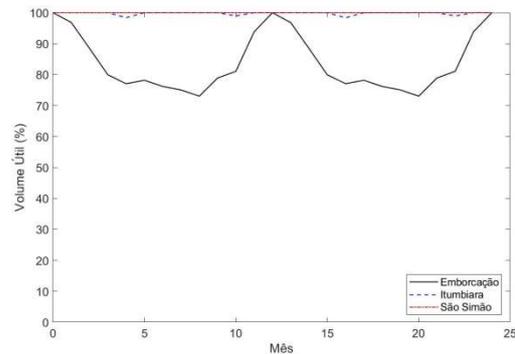
(b) Operação dos Reservatórios Hidroelétricos

Fig. 5 - Operação hidrotérmica-solar, com expansão de 1.000 MWmês médio

Finalmente são apresentadas as situações quando o limite da operação dos reservatórios é atingido. A partir deste limite de expansão, a flexibilidade de armazenamento do sistema hidráulico existente se esgota. Este limite está ao redor dos 4000 MWmês de aumento do consumo médio para expansão exclusivamente com energia eólica e dos 7000 MWmês para expansão com energia solar. As figuras 6 e 7 ilustram a produção e a operação das usinas hidroelétricas nestes casos. Nota-se que os reservatórios estão praticamente cheios durante todo o período com a expansão eólica, enquanto com a expansão solar o nível mínimo de um dos reservatórios limita as possibilidades de qualquer regularização adicional.

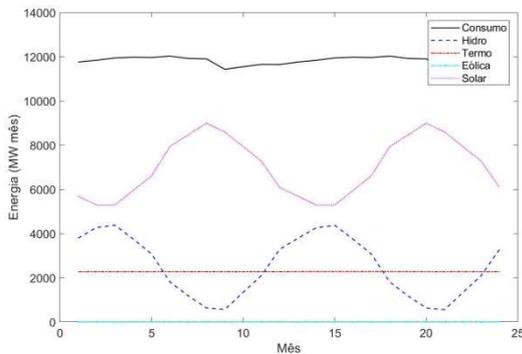


(a) Balanço Energético

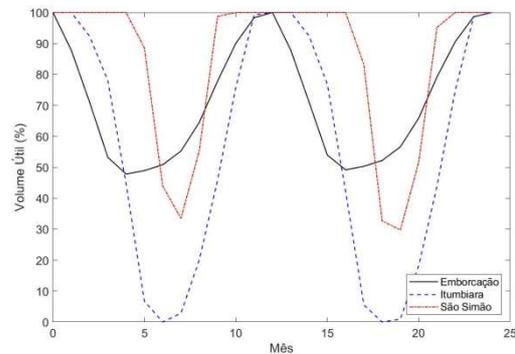


(b) Operação dos Reservatórios Hidroelétricos

Fig. 6 – Operação hidrotérmica-eólica ao limite da capacidade der regularização hidroelétrica



(a) Balanço Energético



(b) Operação dos Reservatórios Hidroelétricos

Fig. 7 - Operação hidrotérmica-solar ao limite da capacidade der regularização hidroelétrica

6.0 - CONCLUSÃO

Este artigo apresentou uma modelagem e formulação matemática proposta para a resolução do problema combinado de operação hidrotérmica e otimização da penetração das novas fontes solar e eólica com consideração dos efeitos sazonais da disponibilidade de recursos. Com o modelo apresentado foi possível realizar um estudo de caso com dados reais do sistema em escala reduzida para acompanhar detalhadamente as alterações da operação em passos controlados de expectativa de expansão do sistema. Todavia, destaca-se que a metodologia pode ser aplicada a qualquer tamanho de sistema.

Os resultados permitem verificar o importante papel da operação hidrotérmica com reservatórios na acomodação da sazonalidade das vazões, da demanda e também da disponibilidade das novas fontes renováveis de energia. Neste caso, os reservatórios das hidroelétricas operam como grandes armazenadores de energia apenas pela alteração da operação, sem gastos energéticos com “carregamento” ou bombeamento.

A técnica metaheurística, ESBIT, demonstrou boa capacidade e consistência na solução do problema que considera usinas individualizadas operando em cascata, mesmo com a inclusão das variáveis de expansão do sistema no modelo. Devido à exploração ampla que foi executada neste trabalho, os critérios de parada adotados foram pouco rigorosos e por isso se faz notar alguns poucos casos onde algum refinamento da solução ainda poderia ser observado.

A região considerada apresenta diferentes ciclos sazonais entre as vazões o regime de ventos e a irradiação solar. Neste caso, a disponibilidade solar e hidráulica tem sazonalidades semelhantes, com pico durante o verão, enquanto a eólica é defasada com seu pico durante o inverno. O estudo em separado, detalhando o impacto, mostra que com a introdução massiva de energia eólica, a operação hidroelétrica é compensada pela disponibilidade energética do vento e as usinas tendem a uma operação de máxima produção hidroenergética com as usinas operando com reservatórios mais cheios (tendendo a uma operação fio d'água). Ao contrário, com a penetração massiva de energia solar, os reservatórios precisam ser amplamente explorados para compensar a redução da disponibilidade sazonal de ambos os recursos (solar e hídrico) no inverno.

Em ambos os casos de expansão é possível observar e estimar a capacidade máxima dos reservatórios de acomodar as variações sazonais das novas fontes de energia renovável. Tal avaliação metodológica pode orientar programas de incentivos para novas fontes, bem como para demonstrar a importância da manutenção da capacidade de regularização do sistema trazido pelos reservatórios hidroelétricos existentes e potenciais novos.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Asano Jr. “Energetic Integration of New Sources in Brazilian Renewable Electricity Mix”, Santo André, 2018
- [2] Brasil, Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015, Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia (MME); colaboração Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016.
- [3] G. M. Masters, Renewable and Efficient Electric Power System, New Jersey: John Wiley & Sons, 2004.
- [4] M. West, G. Seifert e K. Myers, “Excel Wind Data Analysis, v2,” 2007.
- [5] São Paulo, “Atlas Eólico do Estado de São Paulo”, São Paulo: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, 2012.
- [6] P. T. Leite, “Aplicação de Técnicas de Inteligência Artificial no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência,” São Carlos, 2003.
- [7] J. Gramulia Junior, “Uma Abordagem Baseada em Algoritmos Genéticos para Gerenciamento e Controle de Transferência não Natural de Água entre Rios em Contribuição ao Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos,” Santo André, 2014.
- [8] CCEE, “CCEE - Deck de Preços - Download dos dados de entrada e saída,” [Online]. Available: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/deck_de_precos?_afzLoop=356118306110892#%40%3F_afzLoop%3D356118306110892%26_adf.ctrl-state%3Dymbwknmgw_4. [Acesso em 29/10/2016].
- [9] São Paulo, “Energia Solar Paulista: Levantamento do Potencial”, São Paulo: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, 2013.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4807
GPL/16

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



Roberto Asano Junior – Engenheiro Eletricista pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) em 1998, MBA pela Universitat de Barcelona (UB - Espanha) em 2011 e Doutor em Energia pela Universidade Federal do ABC (UFABC) em 2018 com ênfase em planejamento energético com a integração de fontes renováveis à matriz hidrotérmica. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, atuando com grandes fabricantes principalmente com P&D para projeto, fabricação, manutenção e diagnóstico de equipamentos. Também tem experiência nacional e internacional em execução e gerenciamento de projetos de pesquisa para indústria do setor de energia.

Ivan Roberto Santana Casella - Possui mestrado e doutorado em engenharia elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo com estágio doutoral na Universidade de Toronto. Atualmente é professor da Universidade Federal do ABC. Tem experiência na área de engenharia elétrica, com ênfase em pesquisa e desenvolvimento de sistemas de comunicação sem fio, atuando principalmente nos seguintes temas: Sistemas WCDMA, Sistemas OFDMA, Equalização Adaptativa, Codificação Espaço-Temporal, Sistemas MIMO, Codificação Turbo, Alocação de Recursos e Smart Grids.

Patrícia Teixeira Leite Asano – Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Mato Grosso (1995), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1999) e doutorado em Engenharia Elétrica São Carlos pela Universidade de São Paulo (2003). Atualmente é professora associada da Universidade Federal do ABC. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: algoritmos genéticos, sistemas hidrotérmicos, geração distribuída, mercado e regulação de energia elétrica, planejamento da operação, otimização e inteligência artificial. Ela é sócia individual do IEEE e do Cigré-Brasil.