Para o método com sensores ultrassônicos, o equipamento de medição fornece diretamente a vazão. Para o método com CC a vazão turbinada é calculada em conjunto com outras variáveis do sistema. Este procedimento está detalhado na sequência. Considerando estes aspectos, as únicas medições essenciais para a operação do sistema são: nr, nj, pg_i e pag_i.

Partindo da modelagem da função de produção hidrelétrica apresentada na seção anterior, considere que os medidores acima estão disponíveis, e que o método de medição de vazão é dado por ultrassom. Desta forma, o processamento em tempo real consiste das seguinte etapas de cálculo:

Algoritmo III.1

1. Com T_m calcula-se σ conforme (3). Caso esta medição não esteja disponível, considera-se T_m = 25 °C e calcula-se σ da mesma forma;
2. Com nr e nj calculam-se p_j^{amb} conforme (7), p_r^{amb} conforme (8) e pdh_{atm} conforme (6);
3. Com pg_i e pag_i calculam-se pmt_i e pgg_i, assim como a potência na entrada do gerador, peg_i, e a potência na saída da turbina, pst_i:

$$peg_i = pg_i + pgg_i, \tag{13}$$

$$pst_i = peg_i + pmt_i, \tag{14}$$

4. Com q_i calculam-se as perdas de carga hidráulica e as correspondentes potências perdidas devido às perdas de carga hidráulica, conforme Subseção A;
5. Com as perdas de carga hidráulica calcula-se hl_i conforme (5);
6. Com hl_i calcula-se a potência na entrada da turbina, pet_i:

$$pet_i = 10^{-6} \times g \times s \times q_i \times hl_i, \tag{15}$$

7. η_i^{ht} é definido como a relação entre a pst_i e pet_i;
8. Determinam-se todos os outros rendimentos da unidade geradora[1], como o rendimento global da unidade, do conjunto turbina-gerador, global da turbina e global do gerador. Também se determina o consumo específico da unidade geradora, dado por q_i/pg_i. Analogamente são calculados os rendimentos e consumo específico da usina.

Para o caso da determinação da vazão por CC, na Etapa 4 a vazão turbinada não está determinada, logo não se pode calcular as perdas de carga hidráulica e, consequentemente, a queda líquida. Neste caso é utilizado um procedimento iterativo que determina, simultaneamente, a vazão turbinada, o rendimento hidráulico da turbina, as perdas de carga hidráulica e a queda líquida da unidade geradora, conforme o seguinte algoritmo:

Algoritmo III.2

1. Seja k o contador de iterações. Faça $hl_i^{(k)} = nr - nj$ e $k = 1$;
2. Com pst_i e $hl_i^{(k)}$ encontre um valor de h_i^{ht} através de interpolação linear na CC. Detalhes sobre a CC e essa interpolação são apresentados na Subseção B;
3. Calcule q_i para os valores atuais de pst_i e $hl_i^{(k)}$:

$$q_i = \frac{pst_i}{10^{-6} \times g \times s \times hl_i^{(k)} \times h_i^{ht}} \tag{16}$$

4. Calcule as perdas de carga hidráulica para a vazão calculada e o coeficiente de perdas hidráulicas da unidade geradora, conforme Subseção A;
5. Atualize $hl_i^{(k)}$ para $hl_i^{(k+1)}$ conforme (5);
6. Se $\left|hl_i^{(k+1)} - hl_i^{(k)}\right| < tol_{hl}$, pare. Caso contrário, faça $k = k + 1$ e retorne ao Passo 2.

A. Queda líquida e Perdas de carga hidráulica

As perdas totais de carga hidráulica representam o somatório das perdas de carga em cada trecho do circuito de adução, desde o canal adutor até o tubo de sução. Na Figura 2 são apresentadas, de maneira esquemática, as localizações dessas perdas.

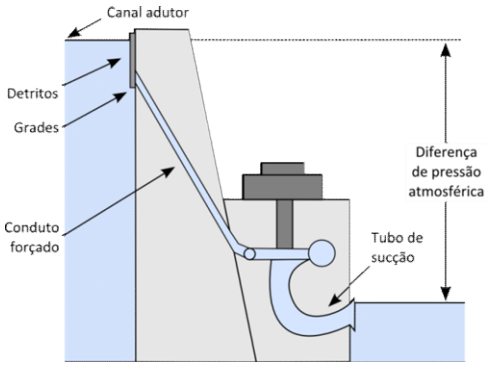


Figura 2 – Representação esquemática das perdas de carga hidráulica.

Essas perdas podem ser determinadas de três formas diferentes:

- Teóricas: utilizam-se coeficientes teóricos para o cálculo das perdas de carga hidráulica. Neste caso, as perdas referentes aos detritos nas grades de tomada d'água são desprezados;
- Medidas: as perdas de carga hidráulica são calculadas com base na pressão na entrada da caixa espiral e portanto todas as perdas ilustradas na figura são levadas em consideração;
- Mistas: perdas nas grades e devido aos detritos são calculadas utilizando um sensor de nível a jusante das grades, e perdas no conduto forçado utilizam coeficientes teóricos.

As perdas de carga hidráulica devido à diferença de pressão atmosférica já foram apresentadas em (6). A perda de carga teórica no canal adutor, pdh^{teor}_{ca}, é dada por:

$$pdh_{ca}^{teor} = k_{ca} \times \sum_{i=1}^{n} q_i^2, \tag{17}$$

em que:

k_{ca} é o coeficiente teórico de perda de carga no canal adutor, em s^2/m^5.

As perdas de carga teóricas nas grades, no conduto forçado e no tubo de sucção têm o mesmo formato:

$$pdh_{gr_i, cf_i, ts_i}^{teor} = k_{g_i, cf_i, ts_i} \times q_i^2, \tag{18}$$

em que:

$k_{gri,cfi,tsi}$ é o coeficiente teórico de perda de carga da unidade

[1] O rendimento global da unidade é definido como pg_i/phd_i, em que phd_i é a potência hidráulica disponível da unidade, dada por $10^{-6} \cdot g \cdot \sigma \cdot q \cdot hb$. O rendimento do conjunto turbina-gerador é definido como pg_i/pet_i. O rendimento global da turbina é definido como peg_i/pet_i. O rendimento mecânico da turbina é definido como peg_i/pst_i. O rendimento global do gerador é definido como pg_i/peg_i.

i, em s^2/m^5.

Utilizando um medidor de pressão na entrada da caixa espiral é possível determinar as perdas de carga de todo o circuito de adução, $pdh^{med}_{ad,i}$, que inclui o canal adutor, as grades, os detritos nas grades e o conduto forçado. O cálculo é feito através de:

$$pdh^{med}_{ad,i} = nr - c_{cxe,i} - \frac{p_{cxe,i} \times 10^5}{s \times g} - \frac{q_i^2}{2 \times g \times S^2_{cxe,i}}, \quad (19)$$

em que:

$c_{cxe,i}$ é a cota de instalação do sensor de medição de pressão na entrada da caixa espiral da unidade i, em m;

$p_{cxe,i}$ é a pressão na seção de entrada da caixa espiral da caixa espiral da unidade i, em Bar;

$S_{cxe,i}$ é a área da seção de entrada da caixa espiral da caixa espiral da unidade i, em m^2.

Através de um sensor de nível a jusante das grades, é possível determinar a perda de carga hidráulica no canal adutor, nas grades e devido aos detritos nas grades, $pdh^{med}_{gr,i}$:

$$pdh^{med}_{gr,i} = nr - pdh_{ca} - nj_{gr,i} - \frac{q_i^2}{2 \times g \times S^2_{jgr,i}}, \quad (20)$$

em que:

pdh_{ca} é a perda de carga hidráulica teórica no canal adutor, em metros de coluna d'água;

$nj_{gr,i}$ é o nível a jusante das grades da unidade i, em metros;

$S_{jgr,i}$ é a área da seção de passagem junto ao ponto de medição do nível a jusante das grades da unidade i, em m^2.

A soma das perdas de carga hidráulica no canal adutor, nas grades, devido aos detritos, no conduto forçado e no tubo de sucção resulta na perda de carga hidráulica da unidade geradora, $pdh_{ug,i}$. O coeficiente de perda de carga hidráulica da unidade geradora, k_i^0 é dado por:

$$k_i^0 = \frac{pdh_{ug,i}}{q_i^2}, \quad (21)$$

Esse é o coeficiente presente em (5).

Cada perda de carga hidráulica contém uma potência perdida relacionada. Essas perdas são dadas, de forma genérica, por:

$$ppdh_i = 10^{-6} \times g \times s \times pdh_i \times q_i, \quad (22)$$

em que:

$ppdh_i$ é a potência perdida devido a uma dada perda de carga hidráulica, em MW;

pdh_i é uma das perdas de carga hidráulica descritas anteriormente, em metros de coluna d'água.

B. Rendimento hidráulico da turbina

O rendimento hidráulico da turbina representa a relação entre a potência de saída e a potência de entrada da turbina. Ao se medir a vazão turbinada através de um sensor, esse valor é obtido diretamente, como visto no início desta seção.

No entanto, se não houver medição, é necessário utilizar a CC da unidade, que é composta de uma série de pontos que relacionam potência de saída no eixo da turbina e a queda líquida com o rendimento hidráulico da turbina. Essa curva é fornecida pelo fabricante da turbina. Para a usina de Itá, a curva disponível contém dados para potências de saída da turbina de 90 a 330 MW, com intervalos de 1 MW, e quedas líquidas de 80 a 110 metros de coluna d'água, com intervalo de 1 metro de coluna d'água.

Na Figura 3 é apresentada de maneira aproximada a CC das turbinas de Itá.

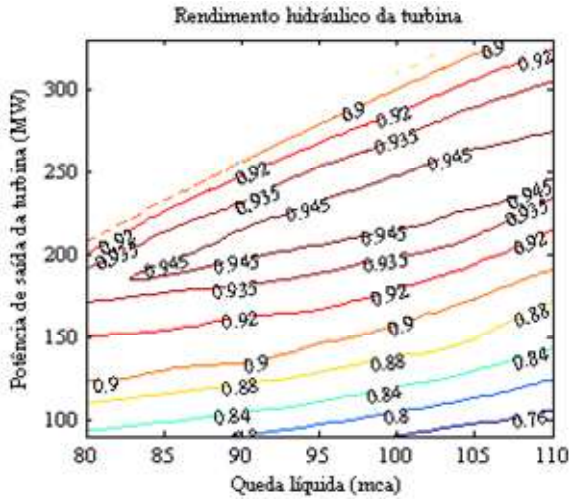


Figura 3 – Curva colina.

Com o objetivo de aumentar a resolução dos pontos que compõem a curva colina, é previamente realizada uma interpolação por spline bicúbica, na etapa de configuração do sistema. Esta interpolação não altera o formato da curva. Para o caso de Itá, a potência de saída da turbina passa a ser representada com intervalo de 250 kW, e a queda líquida, com intervalo de 25 cm.

Como citado no Passo 2 do Algoritmo III.2, no processamento em tempo real são realizadas interpolações lineares sobre a curva já interpolada. Desta forma obtém-se uma aproximação razoável para o ponto atual de operação com um baixo custo computacional.

Outro ponto a ressaltar é que a curva fornecida é referente a um protótipo, em que a temperatura é mantida constante, a 25,2 °C. Na operação em tempo real é realizada uma transposição da curva para a temperatura atual de operação, de acordo com a sugestão da norma [11].

IV. Otimização da Produção de Energia

Em conjunto com as rotinas de processamento em tempo real, apresentadas na seção anterior, também é realizada pelo sistema a otimização em tempo real da produção de energia da usina. No caso da UHE Itá, o ONS fornece uma meta de geração para cada unidade geradora. Assim, é de interesse do agente saber quão afastada está a meta fornecida pelo operador em relação ao melhor ponto de operação que poderia ser alcançado considerando o estado atual da usina, i.e., nível de montante, número de máquinas disponíveis, grau de obstrução das grades, entre outros.

De posse dessas informações, o modelo de otimização em tempo real implementado no sistema é dado por:

$$\min \; Q_1 = \frac{Q}{\sum_{j=1}^{Ncm} \sum_{i=1}^{Nun_j} pg_{ij}} \quad (23)$$

$$\text{s.a:} \sum_{j=1}^{Ncm} \sum_{i=1}^{Nun_j} pg_{ij} = p_{sp} \quad (24)$$

$$\sum_{i=1}^{Nun_j} q_{ij} - \beta_j Q = 0 \quad (25)$$

$$pg_{ij} - 10^{-6} \times g \times \rho \times q_{ij} \times hl_{ij}(q_{ij}, Q, Q_v) \times \eta_{ij}^{ht}[q_{ij}, hl_{ij}(\cdot)] + pmt(pg_{ij}) + pgg(pg_{ij}) = 0 \quad (26)$$

$$u_{ij} q_{ij}^{min}(hl_{ij}) \le q_{ij} \le u_{ij} q_{ij}^{\max}(hl_{ij}) \quad (27)$$

$$u_{ij} pg_{ij}^{min} \le pg_{ij} \le u_{ij} pg_{ij}^{max} \quad (28)$$

$$u_{ij} \in \{0,1\}, \quad (29)$$

em que:

Θ_1 é o consumo específico da usina, em [m³/(s·MW)];

Ncm é o número de casas de máquinas da usina;

Nun_j é o número de unidades geradoras da casa de máquinas j;

p_{sp} é a potência de geração determinada pelo ONS, em MW;

β_j é a proporção de vazão defluente das unidades geradoras da casa de máquinas j;

Q é a vazão turbinada total da usina, em m³/s;

Q_v é a vazão vertida da usina, em m³/s;

u_{ij} é uma variável binária que indica se a unidade geradora i, da casa de máquinas j, está ligada ou desligada;

$q_{ij}^{min}(.)$ é a vazão mínima que pode ser turbinada como função da queda líquida da unidade, em m³/s;

$q_{ij}^{max}(.)$ é a vazão máxima que pode ser turbinada como função da queda líquida da unidade, em m³/s;

pg_{ij}^{min} é a potência mínima de geração da unidade, em MW;

pg_{ij}^{max} é a potência mínima de geração da unidade, em MW.

Considerando que a meta de geração é dada pelo ONS, o interesse do agente gerador está em minimizar a vazão a ser turbinada para a geração estipulada. Isso ocorre através da distribuição de potências entre as unidades geradoras.

A relação entre a vazão turbinada e a potência gerada é conhecida como consumo específico, e sua minimização é utilizada como função objetivo, conforme (23). A Restrição (24) representa o atendimento à meta fornecida pelo ONS. Em (25), se houver somente uma casa de máquinas na usina, β_j será igual a 1, e essa restrição assegurará que o somatório de vazões turbinadas individuais é igual à vazão turbinada total da usina. Caso haja mais de uma casa de máquinas, pode-se escolher que proporção da vazão defluente deverá ser turbinada por cada casa de máquinas através das constantes β_j.

A função de produção de cada unidade geradora é representada em (26). As restrições (27) e (28) asseguram que as vazões e potências estarão dentro de seus limites. Por fim, (29) representa as restrições de integralidade do problema, isto é, a natureza binária das variáveis u_{ij}.

Conforme equacionamento anterior, é possível observar que o problema de otimização é não linear e contém variáveis binárias. No caso de Itá, em que há cinco unidades geradoras, o espaço de estados gerado pelas combinações de unidades ligadas ou desligadas é pequeno. Desta forma, optou-se por resolver o problema de maneira enumerativa, ou seja, determinam-se as soluções para o Problema (23) – (29) com todas as combinações viáveis de unidades geradoras, e é escolhida a solução com menor consumo específico.

Os dados de entrada do módulo de otimização consistem das seguintes variáveis (além dos dados de configuração): nível do reservatório, nível de jusante, vazão defluente total da usina, composta pela vazão turbinada total e pela vazão vertida, densidade da água, fator de potência médio dos geradores, perda de carga hidráulica devido à diferença de pressão atmosférica entre o nível do reservatório e o nível de jusante, e coeficientes de perda de carga hidráulica das unidades geradoras. Todos esses dados são obtidos do módulo de tempo real.

Nas próximas subseções serão apresentados alguns detalhes de modelagem utilizados na formulação do problema de otimização, como a função rendimento hidráulico da turbina e o nível de jusante da usina.

A. Rendimento Hidráulico da Turbina

Como visto na Figura 3, a CC fornecida pelo fabricante da turbina é função de sua potência de saída. Já o modelo de otimização tem como variável de decisão a vazão turbinada da unidade. Desta forma, a curva colina apresentada deve inicialmente ser transformada, ponto a ponto, em uma curva dependente da queda líquida e da vazão turbinada. Isto é feito através de (16).

Com esse procedimento chega-se à curva colina da Figura 4.

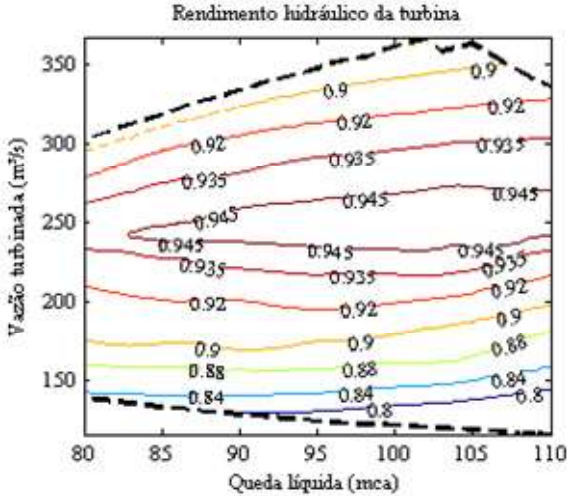


Figura 4 – Curva colina como função da vazão turbinada.

Nesta representação da CC, a zona proibida (dada por limites de vazão) é delimitada pelas linhas tracejadas. Para evitar que um ponto de operação caia fora da região viável as curvas tracejadas são ajustadas por polinômios, que são modelados no problema de otimização por meio da Restrição (27). Ao contrário do processamento em tempo real, em que são realizadas interpolações sobre a CC fornecida pelo fabricante da turbina, na otimização é necessário representar essa curva através de funções polinomiais.

Comumente, conforme [12], [13], essa curva é represen-

tada através de um único polinômio de segunda ordem, da seguinte forma:

$$h_{ht} = a_{00} + a_{10}q + a_{01}hl + a_{20}q^2 + a_{11}q \times hl + a_{02}hl^2. \quad (30)$$

No entanto, devido às não linearidades da superfície original, a regressão não linear para esse polinômio gera um erro relativo médio de 0,464% e um erro relativo máximo de 3,054% em relação à curva original. Para a otimização da operação em tempo real esses valores são considerados excessivos.

Uma alternativa é a utilização de um único polinômio de terceira ordem, da forma:

$$h_{ht} = a_{00} + a_{10}q + a_{01}hl + a_{20}q^2 + a_{11}q \times hl + a_{02}hl^2 + a_{30}q^3 + a_{21}q^2hl + a_{12}q \times hl^2 + a_{03}hl^3. \quad (31)$$

Com um polinômio dessa forma obtém-se uma representação mais exata da curva original, com erros relativos médio e máximo, respectivamente, de 0,335% e 2,057%. No entanto, esses valores ainda são considerados altos para a otimização em tempo real.

Como forma de minimizar os erros de regressão, a curva original é dividida em diversos segmentos, e as regressões não lineares são realizadas individualmente, ou seja, cada segmento contém seu próprio polinômio.

Para a UHE Itá, a segmentação é realizada da seguinte forma:

- Determinam-se os limites de cada segmento, considerando que o tamanho de cada um deve ser 5% do intervalo total de queda líquida, e 5% do intervalo total de vazão turbinada;
- Selecionam-se os pontos da curva colina original em cada segmento;
- Segmentos com menos de 20 pontos são aglutinados com seus vizinhos, com o intuito de diminuir a ocorrência de polinômios mal condicionados;
- Realizam-se regressões não-lineares para cada segmento, com polinômios da forma (31).

Com essa abordagem, são criados 352 segmentos para a CC de Itá, cada um com um polinômio associado. O erro relativo médio é de 0,006%, e o erro relativo máximo é de 0,168%. É importante citar que esse processo de segmentação é feito uma única vez, quando ocorre a discretização da CC pelo sistema.

B. Nível de jusante

Na operação em tempo real o nível de jusante é obtido diretamente de um sensor de nível. Entretanto, na otimização o nível de jusante precisa ser modelado como função da vazão defluente total da usina, que é composta da vazão turbinada de todas as unidades e da vazão vertida.

À jusante de Itá encontra-se a usina de Foz do Chapecó. Por este motivo, o nível do reservatório de Foz do Chapecó influencia no nível de jusante de Itá. Através de medições em campo foram determinadas duas curvas de jusante para Itá: uma em que o nível do reservatório de Foz do Chapecó está em 264 m e outra em 265 m.

É comum que, nos momentos em que há vertimento, as unidades geradoras estejam com potência máxima. O interesse do módulo de otimização está em quando há margem para distribuição das potências entre as unidades, o que ocorre quando a vazão defluente da usina se encontra abaixo de aproximadamente 1700 m³/s. Este valor é obtido ao despachar as cinco unidades geradoras em seu ponto de máxima potência.

Na Figura 5 encontram-se as curvas de nível de jusante para o intervalo 0 – 2.000 m³/s de vazão defluente.

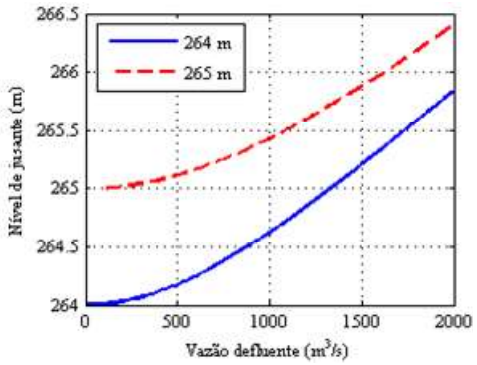


Figura 5 – Nível de jusante para intervalo de operação sem vertimento.

A concavidade da curva no intervalo da Figura 5 é diferente da concavidade no intervalo em que há vertimento na usina. Por este motivo, e considerando que a quantidade de pontos é maior na região com vertimento, para cada curva são gerados dois polinômios: um para o intervalo 0 – 2.000 m³/s, e outro para os pontos acima dessa vazão. Os polinômios têm a seguinte forma:

$$nj(Q, Q_v) = b_0 + b_1(Q + Q_v) + b_2(Q + Q_v)^2 + b_3(Q + Q_v)^3 + b_4(Q + Q_v)^4, \quad (32)$$

Ao executar o algoritmo de otimização, o sistema obtém, da operação em tempo real, a vazão turbinada total e o nível de jusante medido. Com esses dados é criada uma nova curva de jusante, através da ponderação entre as curvas de 264 e 265 m (ou uma extrapolação, caso o ponto obtido esteja abaixo da curva de 264 m ou acima da curva de 265 m).

C. Níveis de otimização

Uma variação do Problema (23) – (29) implementada no sistema consiste na eliminação da restrição de atendimento à meta do ONS. Desta forma, escolhendo adequadamente os valores das variáveis binárias u_{ij} podem ser determinados os pontos ótimos de operação para cada número de unidades para operação na usina. Com esses pontos ótimos pode-se determinar um intervalo de geração tal que o consumo específico da usina não esteja abaixo de um dado nível de otimização. Assim garante-se que, mesmo que as unidades geradoras não estejam em seu ponto ótimo, elas estarão dentro de um intervalo conhecido abaixo desse ótimo.

O modelo de otimização para determinar o limite inferior para esse intervalo é dado por:

$$\min Q_2^{min} = \sum_{j=1}^{Ncm} \sum_{i=1}^{Nun_j} pg_{ij} \quad (33)$$

$$\text{s.a: } \frac{Q}{\sum_{j=1}^{Ncm} \sum_{i=1}^{Nun_j} pg_{ij}} \leq (1 + N_{otim}) \times Q_1 \quad (34)$$

$$\sum_{i=1}^{Nun_j} q_{ij} - b_j Q = 0 \quad (35)$$

$$pg_{ij} - 10^{-6} \times g \times \rho \times q_{ij} \times hl_{ij}(q_{ij}, Q, Q_v) \times \eta_{ij}^{ht}[q_{ij}, hl_{ij}(.)] + pmt(pg_{ij}) + pdg(pg_{ij}) = 0 \quad (36)$$

$$u_{ij} q_{ij}^{min}(hl_{ij}) \leq q_{ij} \leq u_{ij} q_{ij}^{\max}(hl_{ij}) \quad (37)$$

$$u_{ij} pg_{ij}^{min} \leq pg_{ij} \leq u_{ij} pg_{ij}^{max} \quad (38)$$

$$u_{ij} \in \{0,1\}. \quad (39)$$

em que:

N_{otim} é o nível de otimização, sendo $0 \leq N_{otim} \leq 1$;

Θ_1 é o consumo específico obtido em (23) – (29) sem a restrição (24), de atendimento à demanda, em [m³/(s·MW)].

O problema (33) – (39) tem como solução o limite inferior de potência em que o consumo específico é menor ou igual a $(1 + N_{otim}) \cdot \Theta_1$. Um problema relacionado a este consiste em alterar a natureza do problema de otimização para maximização da potência, mantendo as mesmas restrições. Este segundo problema estabelece o limite superior de potência para o nível de otimização dado.

Desta forma, com as soluções dos dois problemas chega-se ao intervalo de potências com consumo específico igual ou abaixo de $(1 + N_{otim}) \cdot \Theta_1$.

D. Potência Não Otimizada

Como a otimização em tempo real de uma usina hidrelétrica não envolve custos monetários diretos, a mensuração do benefício obtido com o despacho otimizado das unidades não é trivial. Uma forma de quantificar esse ganho se dá através da potência adicional que poderia ser gerada caso a usina estivesse em seu ponto ótimo para o despacho determinado pelo ONS.

Considerando que uma unidade geradora *i* tenha seu despacho alterado para seu ótimo, a definição de potência não otimizada, pno_i, é dada por:

$$pno_i = 10^{-6} \times g \times \rho \times \eta_{ht,i}^{*} \times \eta_{mt,i}^{*} \times \eta_{g,i}^{*} \times hl_i^{*} \times \Delta q_i, \quad (40)$$

em que[2]:

$\eta^{*}_{ht,i}$ é o rendimento hidráulico da turbina da unidade *i* no ponto ótimo;

$\eta^{*}_{mt,i}$ é o rendimento mecânico da turbina da unidade *i* no ponto ótimo;

$\eta^{*}_{g,i}$ é o rendimento do gerador da unidade *i* no ponto ótimo;

Δq_i é a variação de vazão turbinada entre o ponto atual de operação e o ponto ótimo, em m³/s.

Manipulando (40) através das expressões dos rendimentos, chega-se a:

$$pno_i = \frac{q_i}{q_i^{*}} pg_i^{*} - pg_i, \quad (41)$$

em que:

q^{*}_i é a vazão turbinada ótima da unidade geradora, em m³/s;

pg^{*}_i é a potência de saída ótima da unidade geradora, em MW.

No entanto, (41) não é válida quando a unidade geradora deve ser ligada ou desligada. Para contornar esse problema, utiliza-se o conceito de potência não otimizada, *PNO*, para a usina, dado por:

$$PNO = \left(\frac{\sum_{i=1}^{N_{un}} q_i}{\sum_{i=1}^{N_{un}} q_i^{*}} \right) \times \sum_{i=1}^{N_{un}} pg_i^{*} - \sum_{i=1}^{N_{un}} pg_i. \quad (42)$$

V. Sistema de Otimização da Geração

Conforme descrito, o sistema é composto de três módulos principais: o processamento em tempo real, a otimização em tempo real e a interface web. Todos os módulos estão implementados em LabVIEW 2011.

O módulo de processamento em tempo real é executado a cada 10 minutos, em que utilizam-se médias móveis, com janela de 5 minutos, para os dados de medições. Desta forma evitam-se oscilações instantâneas nos valores. O processamento em tempo real ocorre se a unidade geradora estiver entre 195 e 293 MW. Considerando que os limites teóricos (faixa de operação permitida) dos geradores são 200 e 290 MW, essa folga é utilizada para que, na operação real, condições abaixo do mínimo ou acima do máximo não sejam desprezadas. Ao total são determinadas 100 variáveis relacionadas ao tempo real. Essas variáveis são armazenadas em um banco de dados Oracle.

O módulo de otimização em tempo real é executado em conjunto com o processamento em tempo real, e seus resultados também são armazenados no mesmo banco de dados. As rotinas relacionadas aos níveis de otimização, que são mais onerosas do ponto de vista computacional, são executadas a cada hora. Como os resultados do modelo de otimização dependem basicamente do nível do reservatório, cuja variação é pequena no intervalo de minutos, não é necessário executá-lo com a mesma frequência da otimização em tempo real.

Através da interface web, usuários com acesso à rede interna da empresa podem visualizar a condição operativa da usina e das unidades geradoras, os dados de sensores, os resultados da otimização em tempo real e dos níveis de otimização, bem como gerar relatórios do sistema.

A Figura 6 ilustra como são apresentadas as informações referentes à usina como um todo. São disponibilizadas informações como potência total de geração, vazão turbinada total, consumo específico, níveis de montante e jusante, rendimento global e rendimentos segregados, perdas globais e segregadas, potência não otimizada, entre outros. Na janela pode-se escolher o método de medição de vazão (CC ou Ultrassom) e o método de cálculo das perdas hidráulicas (Teórico, Medido ou Misto).

[2] O índice referente a casa de máquinas não está representado para simplificar a notação.

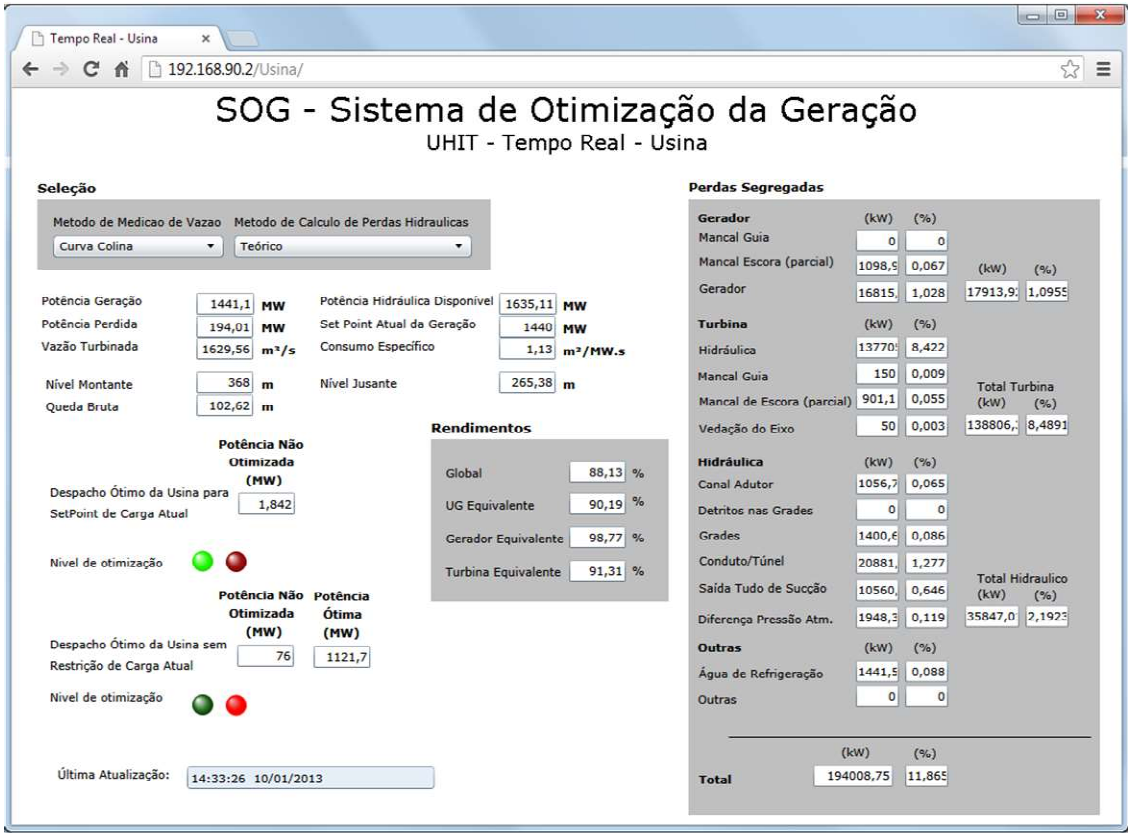


Figura 6 –Tempo Real Usina.

A janela com acesso às informações individuais de cada unidade geradora é mostrada na Figura 7. As variáveis apresentadas são semelhantes àquelas da usina, com a principal diferença de que não há potências não otimizadas, pois estas são calculadas somente para a usina.

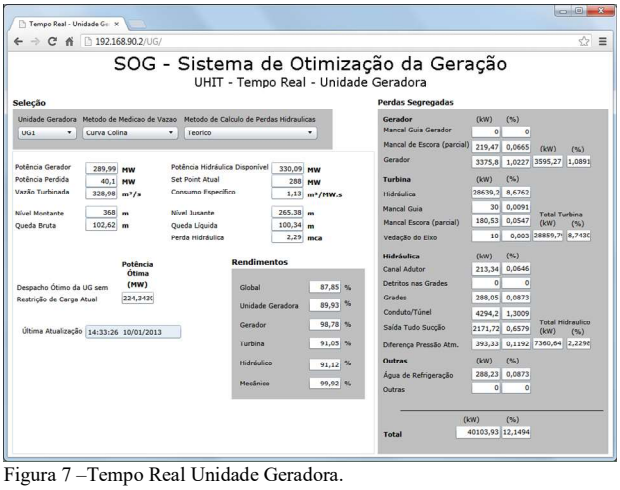


Figura 7 –Tempo Real Unidade Geradora.

São disponibilizados ao usuário nove relatórios de saída distintos:

- Relatório de configuração do sistema;
- Relatório de condição operativa da usina;
- Relatório de condição operativa das unidades geradoras;
- Relatório de perdas das unidades geradoras;
- Relatório de potências não otimizadas;
- Relatório de níveis de otimização;
- Relatório personalizado, em que o usuário escolhe as variáveis a serem mostradas;
- Histograma de rendimento da turbina;
- Histograma de rendimento do gerador.

Para todos os relatórios, com exceção do relatório de configuração do sistema, o usuário escolhe as datas inicial e final de consulta e, onde se aplica, qual unidade geradora, método de medição/cálculo de vazão e método de cálculo das perdas de carga hidráulica devem ser utilizados.

O histograma de rendimento da turbina tem a particularidade de oferecer o rendimento médio ponderado da turbina, que pode ser utilizado em estudos de repotenciação de unidades geradoras, por exemplo.

VI. Resultados Numéricos

Nesta seção serão apresentados alguns casos extraídos da operação em tempo real da usina, com o intuito de mostrar o desempenho da metodologia proposta no sistema.

A. Processamento em Tempo Real

No dia 21/12/2012, às 14:27 hs, havia somente uma unidade em operação. Os dados obtidos de sensores para aquela condição são apresentados na Tabela I.

Tabela I – Dados de sensores, 21/12/2012.

Medição	Valor
Nível do reservatório	365,75 m
Nível de jusante	264,49
Potência Gerador	199,98 MW
Temperatura da água	16,7 ºC
Nível a jusante das grades	365,02
Pressão na entrada da caixa espiral	9,73 Bar
Vazão turbinada ultrassom	220,83 m³/s

De acordo com (3), a densidade da água é de 998,78 kg/m³.

Como apresentado na Seção III, calculam-se as variáveis do sistema para seis condições diferentes – dois métodos de medição de vazão e três métodos de cálculo das perdas hidráulicas. As potências e perdas da unidade geradora para o caso com vazão por CC e perdas hidráulicas teóricas encontram-se na Tabela II.

Tabela II - Potências e perdas – curva colina, perdas hidráulicas teóricas.

Variável	Valor (MW)
Potência hidráulica disponível	219,36
Perdas de carga hidráulica	2,32
Perdas água de refrigeração	0,20
Potência na entrada da turbina	216,84
Perdas hidráulicas da turbina	13,66
Potência na saída da turbina	203,18
Perdas mecânicas da turbina	0,20
Potência na entrada do gerador	202,98
Perdas globais do gerador	3,00
Potência na saída do gerador	199,98

Verifica-se que as perdas hidráulicas da turbina correspondem a aproximadamente 71% do total das perdas. Por este motivo é essencial uma modelagem detalhada da CC. O rendimento global e os rendimentos segregados da unidade geradora são apresentados na Tabela III.

Tabela III – Rendimentos – CC e perdas hidráulicas teóricas.

Global	91,17%
Unidade geradora	92,22%
Gerador	98,52%
Turbina	93,61%
Hidráulico	93,70%
Mecânico	99,90%

Com relação às perdas hidráulicas, a Figura 8 mostra sua divisão percentual considerando perdas teóricas. Observa-se que o conduto forçado contribui para mais da metade das perdas, e que não há perdas por detritos, pois estas não são calculadas quando as perdas hidráulicas são obtidas por um modelo e não por medição.

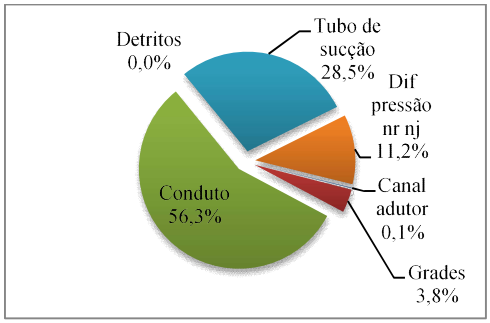


Figura 8 – Perdas de carga hidráulica teóricas.

Utilizando o método da CC, a vazão turbinada obtida para os casos com perdas teóricas foi de 221,45 m³/s. Tomando como referência a vazão medida por ultrassom, o erro relativo obtidos com a CC foi de 0,28%. Considerando que o erro de medição do sensor por ultrassom é da ordem de 0,5%, conclui-se que os resultados obtidos encontram-se dentro da margem de erro. Isso mostra que, com uma modelagem detalhada da função de produção da unidade geradora, podem-se obter resultados condizentes com sensores ultrassônicos, conhecidos por sua alta exatidão.

A. Otimização em Tempo Real

O primeiro caso a ser analisado corresponde às 10:54 hs do dia 20/12/2012, em que o ONS determinou que as unidades geradoras 1 e 2 despachassem 290 MW, e que a Unidade geradora 4 despachasse 200 MW. A Unidade 3 deveria operar como compensador síncrono e a Unidade 5 estava indisponível. Os níveis do reservatório e de jusante eram, respectivamente, 365,70 m e 264,78 m. A vazão defluente total da usina era de 889,59 m³/s. A perda de carga hidráulica devido à diferença de pressão atmosférica entre o nível do reservatório e o nível de jusante era de 0,119 metros de coluna d'água. Utilizando o método de cálculo com perdas de carga hidráulica mistas, os coeficientes de perda das unidades geradoras, utilizados na determinação da queda líquida, são apresentados na Tabela IV

Tabela IV – Coeficientes de perdas de carga hidráulica.

Unidade	Coeficiente de perdas (s^2/m^5)
UG1	$1{,}83815 \cdot 10^{-5}$
UG2	$1{,}90133 \cdot 10^{-5}$
UG4	$2{,}07179 \cdot 10^{-5}$

O despacho atual da usina naquele momento e o despacho ótimo para atender à meta requerida pelo ONS são mostrados na Tabela V.

Tabela V – Despacho atual e despacho ótimo.

Unidade	Atual		Ótimo	
	Potência (MW)	Vazão (m³/s)	Potência (MW)	Vazão (m³/s)
UG1	287,83	334,68	258,14	287,77
UG2	287,22	333,57	257,97	287,74
UG4	198,58	221,34	257,52	287,66
Total	**773,63**	**889,59**	**773,63**	**863,17**

Observa-se que, no ponto ótimo, para a mesma potência de geração, a vazão turbinada total é 26,42 m³/s menor. Essa diferença se reflete no consumo específicos das duas condições: 1,1499 [m³/(s·MW)] no ponto atual e 1,1158 [m³/(s·MW)] no ponto ótimo. A potência não otimizada neste caso é de 23,67 MW, ou seja, essa potência adicional poderia ser gerada caso as unidades fossem despachadas em seu ponto ótimo com a vazão atual. Também se observa que a diferença nos coeficientes de perda de carga hidráulica das unidades geradoras têm um impacto pequeno sobre o resultado da otimização, dado que a diferença entre a maior e a menor potência é de 0,62 MW.

O segundo caso para análise das rotinas de otimização refere-se às 17:35 hs do dia 20/12/2012. Naquele momento o despacho deveria ser de 200 MW para a Unidade 4, as unidades 1, 2 e 3 deveriam operar como compensadores síncronos, e a Unidade 5 estava indisponível. O resultado do processamento em tempo real indica que, naquele momento, a Unidade 4 estava despachando 202,21 MW, com uma vazão de 224,55 m³/s, determinada por CC e perdas teóricas. Na otimização, para essa mesma potência, a vazão ótima indicada é de 224,39 m³/s. Essa diferença ocorre porque no tempo real utilizam-se interpolações para determinação das perdas e medição para o nível de jusante. Já na otimização as perdas e o nível de jusante são calculados com base em polinômios. Considerando a diferença de apenas 0,16 m³/s conclui-se que a modelagem das funções polinomiais para as perdas e para o nível de jusante e a segmentação da curva colina são adequadas para descrever matematicamente a usina no problema de otimização apresentado.

Como apresentado na Seção IV, além da otimização em tempo real, o sistema também fornece resultados para os níveis de otimização, os quais não dependem do despacho atual da usina. Na Tabela VI são apresentados os resultados referentes a uma unidade geradora. Observa-se, por exemplo, que a unidade estará até 0,25% abaixo de seu ponto ótimo caso seu despacho esteja entre 214,42 MW e 230,76 MW. Esse tipo de informação é importante para a monitoração da eficiência da usina, e pode servir de subsídio para troca de informações com o ONS, caso isso seja necessário.

Tabela VI – Níveis de otimização.

Nível de otimização (%)		Consumo específico [MW/(m³/s)]	Vazão (m³/s)	Carga (MW)	PNO (MW)
100		1,0959	241,67	220,53	0
99,75	Min	1,0986	235,56	214,42	0,536
	Max	1,0986	253,51	230,76	0,577
99,50	Min	1,1013	232,72	211,31	1,057
	Max	1,1013	262,46	238,31	1,192
99,25	Min	1,1041	230,36	208,65	1,565
	Max	1,1041	268,49	243,18	1,824
99,00	Min	1,1068	226,65	204,78	2,048
	Max	1,1068	274,57	248,08	2,481

I. Conclusões

Neste artigo é apresentado um sistema para monitoração do e otimização da produção em tempo real em uma usina hidrelétrica. O sistema encontra-se em fase de validação computacional na UHE Itá, tendo apresentado até o momento resultados promissores. Mostrou-se que uma modelagem detalhada da função de produção das unidades geradoras utilizando o método da Curva Colina permite a obtenção de erros da mesma ordem de grandeza dos obtidos com sensores de vazão ultrassônicos, cujos custos são da ordem de centenas de milhares de dólares por unidade geradora. Também se observou que a distribuição adequada de potências entre as unidades geradoras pode reduzir substancialmente a quantidade de água utilizada para gerar a mesma quantidade de energia. O sistema foi desenvolvido de forma genérica, o que permite que sua implementação possa ser realizada em outras usinas (ou para um grupo de usinas), bastando que estejam disponíveis dados de perdas, de sensores e a curva colina das turbinas. Por fim, além dos benefícios obtidos com o uso otimizado da água, o sistema também serve de suporte para a decisão de modernização e repotenciação de unidades geradoras, inclusive como forma de melhorar o desempenho técnico e econômico de uma usina. Adicionalmente, com base nos rendimentos médios ponderados, o sistema é de grande importância para subsidiar as discussões em torno dos critérios no cálculo da energia assegurada de uma usina.

II. Referências Bibliográficas

[1] V. L. Matos, E. C. Finardi. "A computational study of a stochastic optimization model for long term hydrothermal scheduling", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 1443-1452, 2012.

[2] E. L. Silva, E. C. Finardi. "Parallel processing applied to the planning of hydrothermal systems", *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*, vol. 14, no. 8, pp. 721-729, 2003.

[3] M. L. L. Santos, E. L. Silva, E. C. Finardi, R. E. C. Gonçalves. "Practical aspects in solving the medium-term operation planning problem of hydrothermal power systems by using the progressive hedging method", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, no. 9, pp. 546-552, 2009.

[4] E. C. Finardi, M. R. Scuzziato. "Hydro unit commitment and loading problem for day-ahead operation planning problem", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, no. 1, 2013.

[5] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). “Módulo 8: Programação Diária da Operação Eletroenergética”, Procedimentos de Rede, 2009.
[6] R. A. Ponrajah, F. D. Galiana. “Systems to optimise conversion efficiencies at Ontario Hydro’s Hydroelectric Plants,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 3, 1998.
[7] A. Arce, T. Ohishi, S. Soares. “Optimal dispatch of generating units of the Itaipú hydroelectric plant”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 1, pp. 154-158, 2002.
[8] E. C. Bortoni, G. S. Bastos, L. E. Souza. “*Optimal load distribution between units in a power plant*”, ISA Transactions, vol. 46, no. 4, pp. 533-539, 2007.
[9] M. Breton, S. Hachem, A. Hammadia. “A decomposition approach for the solution of the unit loading problem in hydroplants”, *Automatica*, vol. 38, pp. 477-485, 2002.
[10] F. A. C. Ribas. “Otimização da geração de energia em centrais hidrelétricas”, 3º Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas, 2002.
[11] Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines – Model Acceptance tests, IEC 60193. 1999.
[12] E. C. Finardi, E. L. da Silva, C. Sagastizábal. “Solving the unit commitment problema of hydropower plants via lagrangian relaxation and sequential quadratic programming”, *Computational & Applied Mathematics*, vol. 24, no. 3, 2005.
[13] A. S. L. Diniz, M. E. P. Maceira. “A four-dimensional model of hydro generation for short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 213, no. 3, pp. 1298-1308, 2008.