



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GOP/13
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

SISTEMA DE GESTÃO EM TEMPO REAL PARA AVALIAÇÃO DA PERFORMANCE E OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA NA USINA HIDRELÉTRICA DE ITÁ

Marcelo Marcel Cordova(*) LabPlan - UFSC	Erlon Cristian Finardi LabPlan - UFSC	Vitor Luiz de Matos Plan 4 Engenharia SS	Murilo Reolon Scuzziato LabPlan - UFSC
Fernando Antônio Camargo Ribas Tractebel Energia S.A	Gabriel Aurélio de Oliveira Tractebel Energia S.A	Christiano Dalosto Pase Tractebel Energia S.A	
Fábio Renato Silva Martins M&D Monitoração e Diagnose	Hélio Ricardo Teles de Azevedo M&D Monitoração e Diagnose	Felipe Azevedo Brown do Coutto M&D Monitoração e Diagnose	

RESUMO

É apresentado um sistema para suporte da operação e otimização da produção na Usina Hidrelétrica de Itá. Utilizando dados de sensores determina-se a condição operativa da usina. Obtém-se a vazão turbinada por meio de ultrassom e Curva Colina (CC). Resultados mostram que a CC pode ser alternativa ao ultrassom, evitando os altos custos. O sistema determina o despacho ótimo das unidades em tempo real, e permite acesso via web a relatórios de saída. O sistema é pioneiro no Brasil, e pode auxiliar na decisão de modernização das unidades e nas discussões sobre o cálculo da energia assegurada de uma usina.

PALAVRAS-CHAVE

Função de produção hidrelétrica, Medição de vazão, Operação em tempo real de usinas hidrelétricas, Otimização da produção.

1.0 - INTRODUÇÃO

Devido à predominância de energia de origem hidrelétrica na matriz energética brasileira, o planejamento da operação energética é realizado para diferentes horizontes de tempo. Para o Sistema Interligado Nacional (SIN), as etapas de médio e curto prazos estão consolidadas metodologicamente (1), (2). No entanto, o Operador Nacional do Sistema (ONS) ainda não dispõe de um modelo de otimização homologado para a Programação Diária da Operação (PDO) considerando as não linearidades e não convexidades do problema (3). Desta forma, as metas horárias de geração são fornecidas com base em diretrizes operacionais advindas do modelo de curto prazo, de acordo com os Procedimentos de Rede (4).

Além de procurar não violar a programação de geração previamente acordada com a coordenação da operação do ONS, os agentes detentores de ativos de geração hidrelétrica buscam despachar as unidades geradoras da forma mais adequada. Neste trabalho o objetivo consiste em utilizar a água da maneira mais eficiente, i.e., utilizar a menor quantidade de água (vazão turbinada) que atenda à programação de geração consolidada. Para atingir este objetivo, o aspecto mais delicado de modelagem é a determinação da vazão turbinada nas unidades geradoras, que está intrinsecamente relacionada à modelagem da função de produção hidrelétrica.

(*) Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica – LabPlan, EEL, CTC, UFSC. Campus Trindade. CEP 88.040-900 Florianópolis. SC – Brasil
Tel: (+55 48) 3721-9731 – Fax: (+55 48) 3721-7538 – E-mail: cordova.mm@gmail.com

Diversos trabalhos na literatura têm proposto soluções para uma operação hidráulica mais eficiente. Por exemplo, Arce *et al.* (5) propõem um modelo de otimização do despacho da usina hidrelétrica de Itaipú. Ponrajah e Galiana (6) apresentam uma metodologia de despacho econômico e seleção ótima de unidades geradoras em tempo real. Bortoni *et al.* (7) apresentam uma estratégia para distribuição ótima da carga entre as unidades geradoras. Ribas (8) apresenta uma modelagem detalhada da operação em tempo real de uma usina hidrelétrica.

Este artigo descreve um sistema inovador de gestão em tempo real para avaliação do desempenho e otimização da produção de energia na Usina Hidrelétrica (UHE) de Itá. Os autores, com base em uma vasta análise na literatura, desconhecem um sistema com modelagem tão precisa e com as funcionalidades descritas adiante em operação no Sistema Brasileiro.

Com base em dados coletados em tempo real por sensores de nível, de pressão e de vazão turbinada, o sistema realiza diversas avaliações da operação em tempo real e aplica algoritmos de otimização para fornecer os pontos de menor consumo específico para diferentes condições operativas. O módulo de tempo real tem como principal objetivo determinar a condição operativa das unidades geradoras e da usina. São determinadas potências, perdas e rendimentos para todo o processo de transformação de energia. Desta forma, o operador da usina obtém uma visão detalhada de cada parâmetro: perdas de carga hidráulica, rendimentos da turbina e do gerador, quedas líquida e bruta, etc. Por sua vez, a otimização em tempo real serve como ferramenta de auxílio no despacho das unidades geradoras. Através da otimização dos recursos hídricos necessários ao cumprimento da programação de geração, pode ser realizada a distribuição ótima da carga entre as unidades considerando, de maneira detalhada, as características físicas do reservatório e das unidades geradoras.

Este artigo está organizado da seguinte forma: na Seção 2.0 é apresentada a função de produção de uma usina hidrelétrica utilizada no sistema, em que são modelados todos os componentes essenciais à produção de energia da usina. Essa modelagem é utilizada no processamento em tempo real da usina. Na Seção 3.0 é apresentado o módulo de otimização do sistema, em que a função de produção é utilizada como base de um modelo de otimização. A Seção 4.0 mostra uma visão geral da forma como os módulos de tempo real e de otimização são executados, assim como são apresentados alguns detalhes do módulo de relatórios de saída. Resultados numéricos com condições reais de operação são apresentados na Seção 5.0. Por fim, as conclusões encontram-se na Seção 6.0.

2.0 - FUNÇÃO DE PRODUÇÃO HIDRELÉTRICA

A produção de energia elétrica de uma unidade geradora de uma usina hidrelétrica pode ser descrita através de [1], a qual é conhecida como função de produção hidrelétrica (3).

$$pg_i = 10^{-6} \cdot g \cdot \sigma \cdot q_i \cdot hl_i \cdot \eta_i^{ht} - pmt_i - pgg_i, \quad [1]$$

Em que:

- pg_i é a potência elétrica ativa no gerador da unidade i em MW;
- 10^{-6} é uma constante para transformar W em MW;
- g é a aceleração da gravidade, em m/s^2 , calculada em função da localização da usina – sua latitude – e de sua elevação em relação ao nível do mar, de acordo com (10, §2.5.2);
- σ é a densidade da água, em kg/m^3 , calculada de acordo com (10, §2.5.3.1.3);
- q_i é a vazão turbinada pela unidade i , em m^3/s ;
- hl_i é a queda líquida na unidade i , em metros de coluna d'água;
- η_i^{ht} é o rendimento hidráulico da turbina da unidade i ;
- pmt_i são as perdas mecânicas da turbina da unidade i , em MW;
- pgg_i são as perdas globais do gerador da unidade i , em MW.

Em [1], a queda líquida é definida como:

$$hl_i = nr - nj - k_i^0 q_i^2 - pdh_{atm}, \quad [2]$$

Em que:

- nr é o nível do reservatório, em metros, cujo valor depende do volume do reservatório, dado em hm^3 ;
- nj é o nível de jusante da usina, em metros. Esta variável é função da vazão defluente da usina, isto é, a vazão turbinada mais o vertimento, em m^3/s ;
- k_i^0 é o coeficiente de perdas hidráulicas da unidade geradora i , em s^2/m^5 ;
- pdh_{atm} é a perda hidráulica decorrente da diferença de pressão atmosférica entre o nível do reservatório e o nível de jusante, em metros de coluna d'água, calculada de acordo com (10, §2.5.4.2).

Em [2], nr , obtido por um sensor de nível, é considerado constante nesta modelagem dado que na operação em tempo real esta variável tem variação insignificante para os cálculos. Por sua vez, nj é obtido de um sensor de nível no processamento em tempo real, e na otimização é aproximado por um conjunto de funções polinomiais, como se

mostrará posteriormente. O terceiro termo em [2] representa uma aproximação matemática para o efeito das perdas de carga hidráulica, presentes em todo o circuito de adução (canal adutor, grades, detritos nas grades, conduto forçado, tubo de sucção), que são modeladas como parcelas a serem descontadas da queda bruta. No sistema desenvolvido essas perdas podem ser determinadas de três formas:

- 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 desprezadas;
- 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.

Continuando com a descrição de [1], a variável referente ao rendimento hidráulico da turbina pode ser determinada pelo sistema de mais de uma forma. Utilizando um sensor ultrassônico para determinar a vazão turbinada, esse rendimento é obtido da razão entre a potência de saída e a potência de entrada da turbina. Para o método da Curva Colina (CC), o rendimento hidráulico é obtido simultaneamente com outras variáveis do sistema, como a vazão turbinada, a queda líquida e as perdas de carga hidráulica. O módulo de otimização apresenta algumas diferenças na modelagem da CC, como será apresentado na Seção 3.1.

Por fim, com relação a [1], é necessário detalhar as perdas pmt_i e pgg_i . Começando por pmt_i , as mesmas são obtidas por meio de ensaios de campo e podem ser divididas em três parcelas: perdas no mancal de guia da turbina, por vedação do eixo da turbina e no mancal de escora. As perdas no mancal de guia da turbina são consideradas como funções de pg_i . A parcela referente à perda por vedação do eixo da turbina é considerada constante. As perdas no mancal de escora são obtidas através de ensaios, em que se obtém uma curva dessas perdas como função de pg_i . Essas perdas são divididas em duas parcelas, uma referente à turbina e outra ao gerador. As perdas globais do gerador são compostas pela já citada parcela das perdas no mancal de escora, pelas perdas elétricas do gerador, e pelas perdas no mancal de guia do gerador. As perdas elétricas do gerador são determinadas também através de ensaios de campo e dependem da potência elétrica aparente do gerador, pag_i . Já as perdas no mancal de guia do gerador podem ser determinadas como função de pg_i ou podem estar incluídas na perda elétrica do gerador.

A determinação das perdas pmt_i e pgg_i é diferente no processamento em tempo real e na otimização. No tempo real é realizada uma interpolação por spline cúbica utilizando os dados de ensaios para a potência atual de saída do gerador (ativa ou aparente). No entanto, para a otimização essa estratégia não pode ser adotada, e deve-se ajustar uma função polinomial para representar esses pontos medidos. Por uma questão de modelagem, na otimização as perdas da turbina e do gerador são modeladas, cada uma, por um único polinômio.

Na próxima seção a modelagem da função de produção apresentada será aplicada no contexto da otimização da produção de energia.

3.0 - OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA

Em conjunto com as rotinas de processamento em tempo real, apresentadas na modelagem da função de produção da 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 consolida uma programação de geração para cada unidade geradora. Assim, é de interesse do agente saber quão afastada está esta programação de geração 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:

$$\min \Theta_1 = \frac{Q}{\sum_{j=1}^{Ncm} \sum_{i=1}^{Num_j} pg_{ij}} \quad [3]$$

$$\text{s.a: } \sum_{j=1}^{Ncm} \sum_{i=1}^{Num_j} pg_{ij} = p_{sp} \quad [4]$$

$$\sum_{i=1}^{Num_j} q_{ij} - \beta_j Q = 0 \quad [5]$$

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

$$u_{ij} q_{ij}^{min}(hl_{ij}) \leq q_{ij} \leq u_{ij} q_{ij}^{max}(hl_{ij}) \quad [7]$$

$$u_{ij} pg_{ij}^{\min} \leq pg_{ij} \leq u_{ij} pg_{ij}^{\max} \quad [8]$$

$$u_{ij} \in \{0,1\}, \quad [9]$$

Em que:

- Θ_1 é o consumo específico da usina, em $[m^3/(s \cdot MW)]$;
- N_{cm} é o número de casas de máquinas da usina;
- N_{un_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 m^3/s ;
- Q_v é a vazão vertida da usina, em m^3/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 m^3/s ;
- $q_{ij}^{\max} (.)$ é a vazão máxima que pode ser turbinada como função da queda líquida da unidade, em m^3/s ;
- pg_{ij}^{\min} é a potência mínima de geração da unidade, em MW;
- pg_{ij}^{\max} é a potência máxima de geração da unidade, em MW;

Considerando uma dada programação de geração, 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 [3]. A restrição [4] representa o atendimento à geração programada. Em [5], 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 das unidades geradoras é representada em [6]. As restrições [7] e [8] asseguram que as vazões e potências estarão dentro de seus limites. Por fim, [9] 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 [3] – [9] com todas as combinações viáveis de unidades geradoras, e é escolhida a solução com menor consumo específico.

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.

3.1 Rendimento Hidráulico da Turbina

A CC, que relaciona o rendimento hidráulico da turbina com a queda líquida e a vazão turbinada, precisa ser modelada através de um polinômio na Restrição [6]. Utilizando um polinômio de 3ª ordem, tem-se:

$$\eta_{ht} = a_{00} + a_{10}q + a_{01}hl + a_{20}q^2 + a_{11}q \cdot hl + a_{02}hl^2 + a_{30}q^3 + a_{21}q^2hl + a_{12}q \cdot hl^2 + a_{03}hl^3. \quad [10]$$

Devido às não linearidades da superfície original, a regressão não linear para esse polinômio gera um erro relativo médio de 0,335% e um erro relativo máximo de 2,057% em relação à curva original. Para a otimização da operação em tempo real esses valores são considerados excessivos.

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 **Erro! Fonte de referência**

não encontrada..

Com essa abordagem, são criados 352 segmentos para a CC de Itá, cada uma 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, no processo de configuração do sistema.

3.2 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. Deste modo, 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 cujo nível está em 265 m.

Esses conjuntos de pontos precisam ser modelados por funções polinomiais. Logo, a fim de minimizar erros de regressão, cada curva é dividida em duas categorias: pontos cuja vazão defluente é menor que 2.000 m³/s (intervalo em que não há vertimento), e pontos com vazão defluente acima desse valor. Em seguida, para cada conjunto de pontos ajusta-se um polinômio de 4ª ordem. Desta forma, dispõe-se de quatro curvas de nível de jusante.

Ao executar o algoritmo de otimização, o sistema obtém, da operação em tempo real, as medições de vazão turbinada total e nível de jusante. 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).

4.0 - SISTEMA DE OTIMIZAÇÃO DA GERAÇÃO

A arquitetura do sistema foi baseada na tecnologia de instrumentação virtual da National Instruments. A linguagem de programação escolhida foi NI LabVIEW devido a sua alta produtividade em sistemas de instrumentação e aquisição de dados, além de disponibilizar um solver de programação não linear. A arquitetura de hardware do sistema é apresentada na Figura 2. O servidor concentra todas as comunicações com os diferentes equipamentos que fornecem informações para o sistema. Para a comunicação com os medidores de vazão optou-se pela utilização de fibra óptica devido à sua característica de imunidade eletromagnética. Diferentes barramentos e protocolos foram convertidos para comunicação em TCP/IP com o servidor, entre eles: Fieldbus, RS-232, RS-485 e Modbus.

O software, por sua vez, foi desenvolvido em uma arquitetura de três camadas utilizando a tecnologia Web Service, de forma a desacoplar a camada de apresentação da camada de aplicação desenvolvida em LabVIEW, como mostra a Figura 3. Isto permite que a interface web seja desenvolvida utilizando-se tecnologias de programação Web. No sistema em questão optou-se pela utilização da tecnologia .NET da Microsoft e NI UI Builder da National Instruments.

Na UHE Itá a vazão turbinada pode ser obtida de três formas: através da CC, por sensor ultrassônico, e pelo método de Winter-Kennedy. Este último método não é utilizado devido a sua baixa exatidão, no entanto está disponível no sistema. Considerando os três métodos de cálculo das perdas de carga hidráulica, no processamento em tempo real as variáveis do sistema são determinadas para seis combinações diferentes.

O módulo de processamento em tempo real é executado a cada 10 minutos, em que se utilizam 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 para cada combinação vazão/perda hidráulica. 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 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.

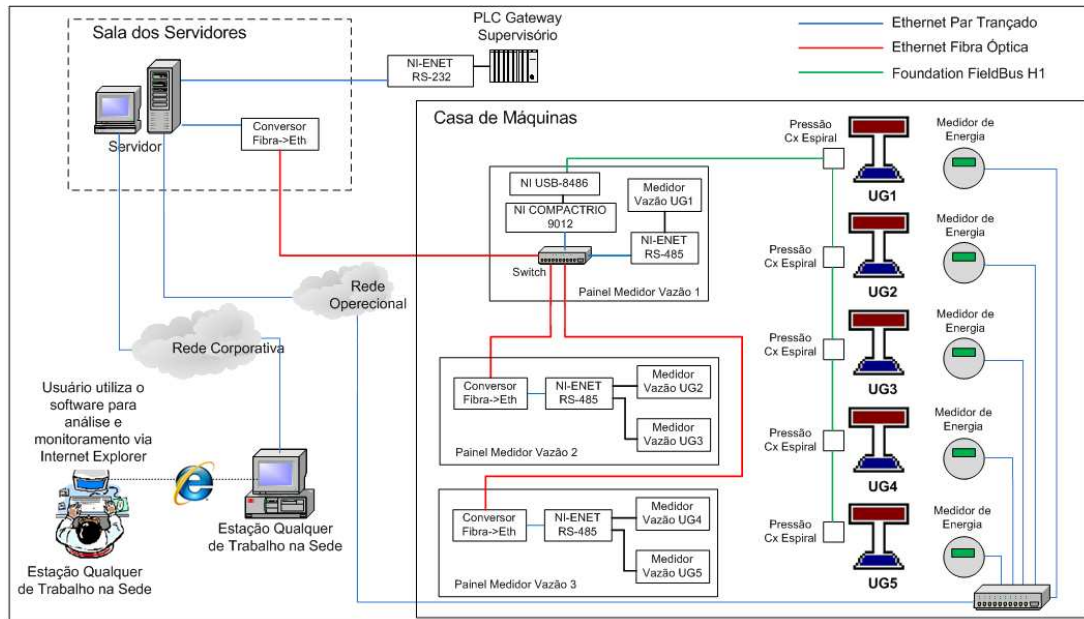


FIGURA 1 – Arquitetura de hardware.

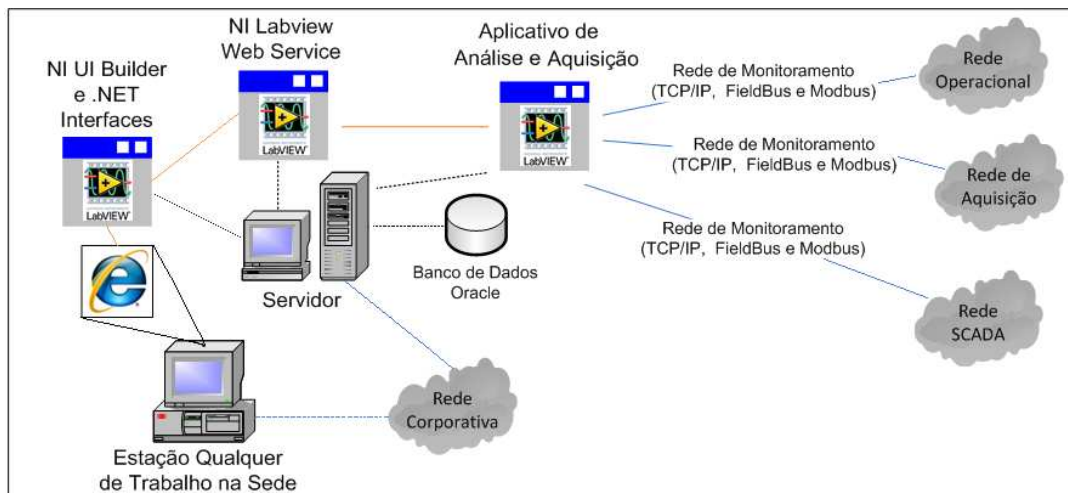


FIGURA 2 – Arquitetura de software.

A Figura 4 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).

São disponibilizados ao usuário nove relatórios de saída distintos, como: Relatório de configuração do sistema; Relatório de condição operativa da usina; Relatório de condição operativa das unidades geradoras; Relatório personalizado; 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.

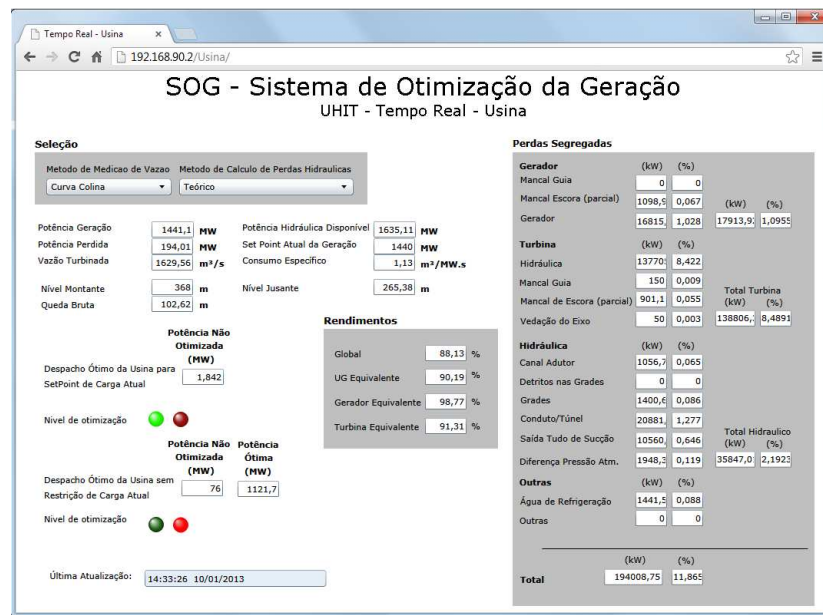


FIGURA 3 – Tempo Real Usina.

5.0 - 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.

5.1 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 a seguir. Nível do reservatório: 365,75 m; nível de jusante: 264,49 m; potência de saída do gerador: 199,98 MW; temperatura da água: 16,7 °C; nível a jusante das grades: 365,02 m; pressão na entrada da caixa espiral: 9,73 Bar; vazão turbinada ultrassom: 220,83 m³/s.

Para o caso com vazão por CC e perdas hidráulicas teóricas, os seguintes resultados foram obtidos. Potência hidráulica disponível: 219,36 MW; perdas de carga hidráulica: 2,32 MW; perdas de água de refrigeração: 0,20 MW; potência na entrada da turbina: 216,84 MW; perdas hidráulicas da turbina: 13,66 MW; potência na saída da turbina: 203,18; perdas mecânicas da turbina: 0,20 MW; potência na entrada do gerador: 202,98; perdas globais do gerador: 3,00 MW.

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. Utilizando o método da CC, a vazão turbinada obtida para o caso 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.

5.2 Otimização em Tempo Real

Às 10:54 hs do dia 20/12/2012 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, eram de $1,83815 \cdot 10^{-5} \text{ s}^2/\text{m}^5$ para a UG1, $1,90133 \cdot 10^{-5} \text{ s}^2/\text{m}^5$ para a UG2 e

$2,07179 \cdot 10^{-5} \text{ s}^2/\text{m}^5$ para a UG4. O despacho da usina naquele momento e o despacho ótimo para atender àquela potência são mostrados na Tabela 1.

TABELA 1 – Despacho atual e despacho ótimo;

Unidade Geradora		UG1	UG2	UG4	Total
Atual	Potência (MW)	287,83	287,22	198,58	773,63
	Vazão (m ³ /s)	334,68	333,57	221,34	889,59
Ótimo	Potência (MW)	258,14	257,97	257,52	773,63
	Vazão (m ³ /s)	287,77	287,74	287,66	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 nos consumos específicos das duas condições: 1,1499 [m³/(s·MW)] no ponto atual e 1,1158 [m³/(s·MW)] no ponto ótimo. Também se observa que a diferença nos coeficientes de perda de carga hidráulica das unidades geradoras tem um impacto pequeno sobre o resultado da otimização, dado que a diferença entre a maior e a menor potência é de 0,62 MW.

6.0 - CONCLUSÃO

Neste artigo é apresentado um sistema para monitoração 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 índices de rendimento dos grupos geradores, os quais são considerados no cálculo da energia assegurada de uma usina.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) 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.
- (2) 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.
- (3) 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.
- (4) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). "Módulo 8: Programação Diária da Operação Eletroenergética," Procedimentos de Rede, 2009.
- (5) 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.
- (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) 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.
- (8) F. A. C. Ribas. "Otimização da geração de energia em centrais hidrelétricas," 3º Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas, 2002.
- (9) Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines – Model Acceptance tests, IEC 60193. 1999.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Marcelo Marcel Cordova nasceu em Lages/SC (1988). Graduou-se em Engenharia Elétrica (2011) pela Universidade Federal de Santa Catarina. Atualmente cursa mestrado na mesma universidade e é pesquisador no Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.

Erlon Cristian Finardi nasceu em Lages/SC (1974). Graduou-se em Engenharia Elétrica (1996) na Universidade Federal de Santa Catarina e obteve os títulos de mestre e doutor em engenharia nos anos de 1999 e 2002, respectivamente, na mesma universidade. Desde 2006 é professor adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica da UFSC. Seus principais interesses são estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, programação da manutenção preventiva, otimização estocástica, processamento de alto desempenho aplicado no planejamento e operação de sistemas de energia elétrica, métodos numéricos de otimização e programação computacional.

Vitor Luiz de Matos, nascido em Florianópolis/SC (1982), é sócio fundador da empresa Plan4 Engenharia. Graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em 2006 e obteve os títulos de mestre e doutor em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência em 2008 e 2012, respectivamente, na mesma universidade e vinculado ao LABPLAN (Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica). Em 2010 fez doutorado sanduíche pelo período de 6 meses na The University of Auckland. Seus principais interesses são estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, comercialização e mercados de energia elétrica, otimização estocástica e programação computacional.

Murilo Reolon Scuzziato nasceu em Toledo/PR (1986). Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (2008) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2011). Atualmente é pesquisador na Universidade Federal de Santa Catarina. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.

Fernando Antonio Camargo Ribas nasceu em Porto União/SC (1954), e graduou-se em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina (1978). É especialista em turbinas hidráulicas, com atuação por 35 anos nos campos de operação, manutenção e desenvolvimento de projetos hidroelétricos.

Gabriel Aurélio de Oliveira nasceu em Florianópolis/SC (1977). Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2002) e possui especialização em sistemas de energia elétrica (2010) pela mesma universidade. Atualmente é Coordenador da área de Supervisão, Proteção e Medição no Departamento de Operação da Produção na Tractebel Energia S.A.

Christiano Dalosto Pase nasceu em Santo Ângelo/RS (1981), graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (2007) e possui Pós-Graduação em Gestão Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas (2012). Atualmente trabalha no Departamento de Geração Hidráulica da Tractebel Energia S.A., como Engenheiro de Operação de Hidrelétricas, nas usinas de Itá, Machadinho e Passo Fundo.

Fábio Renato Silva Martins nasceu no Rio de Janeiro (1978). Graduou-se em Ciência da Computação pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2000) e possui mestrado em Engenharia de Software pela mesma universidade (2003). Possui as certificações em LabVIEW Certified LabVIEW Associate Developer (CLAD), Certified LabVIEW Developer (CLD) e Certified LabVIEW Architect (CLA), sendo esta a primeira certificação CLA obtida no Brasil. Possui dezenas de projetos de sistemas de pequena a alta complexidade em seu currículo em diversos ramos da indústria.

Hélio Ricardo Teles de Azevedo nasceu no Rio de Janeiro (1955). Graduado (1978) e Mestre (1984) em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina. Tem larga experiência em unidades geradoras, principalmente na monitoração e na detecção, análise e diagnóstico de falhas em hidrogeradores.

Felipe Azevedo Brown do Coutto nasceu no Rio de Janeiro (1983), graduou-se em Engenharia Eletrônica e de Computação pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005) e possui mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação pela mesma universidade. Atua como Coordenador de desenvolvimento de automação na M&D Monitoração e Diagnose.