

Valoração do Serviço de Reserva Girante em Usinas Hidroelétricas a Partir do Custo de Oportunidade

T. Sousa, J. A. Jardini, M. Masuda, R. A. de Lima

Resumo – Nos últimos anos, o Setor Elétrico vem passando pela desverticalização dos diversos agentes participantes e pela criação de um mercado responsável por todas as transações ocorridas. Uma classe de serviços de grande importância na reestruturação do setor elétrico é a dos serviços que contribui para segurança, confiabilidade e qualidade do suprimento de energia elétrica, chamados de Serviços Ancilares. Dentre os vários tipos de Serviços Ancilares, a Reserva Girante, é o serviço necessário para manter a integridade do sistema de transmissão a partir de interrupções da geração ou da variação das cargas. O presente trabalho utiliza o emprego da teoria de Despacho Econômico com o objetivo de valorar a disponibilidade de fornecer Reserva Girante em sistemas hidroelétricos a partir do custo de oportunidade. A metodologia proposta trabalha com o número de máquinas e os rendimentos procurando atender a demanda total com a menor vazão. Compara este valor com aquele relativo ao despacho que foi realizado seguindo a orientação do Operador do Sistema. A diferença de eficiência valoriza a disponibilidade de fornecer reserva ativa girante. A metodologia proposta foi testada a partir de dados da Usina Hidroelétrica de Água Vermelha.

Palavras-chave – Despacho Econômico, Geração Hidráulica, Reserva Girante, Serviços Ancilares.

I. INTRODUÇÃO

A desverticalização do setor elétrico é um assunto novo em todo o mundo e a mudança de um ambiente verticalizado para um ambiente competitivo impõe a repartição dos custos de operação, de maneira que os agentes envolvidos sejam remunerados adequadamente e os requisitos sejam atendidos, viabilizando as transações de mercado. Com a necessidade da repartição dos custos operacionais surgiu a necessidade de discretizar os diferentes tipos de serviços com o objetivo de conhecê-los, organiza-los por função e definir metodologias para identificação de quem oferece e de quem utiliza estes serviços.

Uma classe de serviços que tem recebido uma grande ênfase na desverticalização do setor elétrico é a dos serviços que contribui para segurança, confiabilidade e qualidade do suprimento de energia elétrica, chamados de Serviços Ancilares. Dentre os Serviços Ancilares, a reserva girante ou reserva de potência ativa, é o serviço necessário para manter a integridade do sistema de transmissão na presença de eventos

e distúrbios (contingências). A necessidade de reservas de potência ativa surge de várias causas, mas as duas principais são: as interrupções da geração e as variações das cargas. Instabilidades de energia sustentadas não são permitidas, o que pode levar, eventualmente, a falhas do sistema, queda de frequência (ou aumento), resultando em descontroláveis interrupções.

Devido à importância de disponibilizar reserva de potência ativa ao sistema, vários trabalhos têm sido publicados com o objetivo de otimizar o fornecimento deste serviço de forma a atender as restrições impostas pelo Sistema Elétrico [1]-[6].

O presente trabalho propõe uma metodologia para despacho de máquinas de uma usina com base no emprego da teoria de Despacho Econômico com o objetivo de otimizar a reserva de potência ativa. A metodologia proposta utiliza-se dos rendimentos das turbinas e minimiza a vazão de usinas hidroelétricas, reduzindo os custos relacionados à eficiência do sistema e atendendo as restrições operativas das mesmas. Foram realizados alguns testes a partir de dados provenientes da usina hidroelétrica de Água Vermelha. Os testes realizados apresentaram bons resultados e quantificou a economia que seria obtida se fosse usado um despacho diferente do determinado pelo Operador do Sistema na UHE de Água Vermelha no ano de 2002.

O trabalho está organizado como a seguir. A Seção II apresenta os diferentes custos associados ao fornecimento da reserva de potência reativa. A Seção III apresenta um resumo sobre o cálculo da eficiência de unidades hidrogeradoras. A Seção IV apresenta a formulação do problema de Despacho Econômico e a técnica utilizada para solução do mesmo. A Seção V apresenta os testes e resultados obtidos a partir da metodologia proposta e a seção final apresenta as conclusões deste trabalho.

II. CUSTOS ASSOCIADOS A DISPONIBILIDADE DE RESERVA DE POTÊNCIA ATIVA

Os custos associados ao fornecimento de reserva de potência ativa para reserva girante ou parada são diferentes para sistemas térmicos e hidráulicos. A seguir serão apresentados apenas os custos inerentes ao sistema hidráulico [7].

A. Custos de Investimentos

O custo de investimento consiste do custo de capacidade, e também o custo de controle de equipamentos e outros itens que são necessários para poder participar no serviço. O custo de controle de equipamentos é muito pequeno comparado ao

Este trabalho teve o apoio da AES Tietê S.A..

T. Sousa, J. A. Jardini and M. Masuda fazem parte do Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, BR (e-mail: thales@pea.usp.br).

R. A. de Lima faz parte da AES Tietê S. A., São Paulo, BR (e-mail: rodrigo.lima@aes.com).

custo total de capacidade e o equipamento é usualmente instalado independente de se precisar participar na função de Serviços Ancilares ou não, porque muitos dos equipamentos são necessários para iniciar e sincronizar uma unidade. Uma estimativa grosseira indica que os equipamentos necessários para disponibilizar reservas de potência ativa são aproximadamente 2% do investimento total.

B. Custos Operacionais para Manter a Função de Controle em Prontidão(stand-by)

O custo de possuir o controle das reservas rápidas no sistema de geração é afetado por quão a eficiência da unidade depende da saída. As curvas de eficiência de unidades hidráulicas dependem do tipo de turbina. Nestas curvas é comum entre as turbinas, ocorrer da máxima eficiência estar abaixo da máxima geração de saída. Por exemplo, a turbina Francis é projetada em geral para ter sua maior eficiência ocorrendo a 80% da máxima saída. Isto significa que quando unidades são operadas na melhor eficiência, que é preciso em operações normais, há uma reserva rápida suficiente disponível sem custos extras adicionais. O custo operacional para manter a reserva de prontidão (stand-by) inclui em muitas situações, o custo de funcionários e outros custos operacionais para manter o agregado disponível para partir dentro de 15 minutos. Estes custos são baixos comparados ao investimento total.

C. Custos Operacionais de Ativação da Reserva

Estes custos consistem de custos relacionados à eficiência gerada por desvios do nível mais eficiente, e pode incluir também os custos de partida quando se tem a necessidade de envolver unidades extras. O custo relacionado à eficiência pode ser alto, isto porque, a queda em eficiência afeta a produção inteira de uma unidade específica e não apenas a produção adicional que é necessária para representar o controle de reserva. As unidades com a curva de eficiência mais plana são as que são usadas para serviços de reserva de potência ativa. É razoável estimar que o decréscimo em eficiência é de 3% se a saída é aumentada em 20% acima do ponto de melhor eficiência. Se esta redução da eficiência, que afeta a produção inteira, está carregada dos 20% que vem como uma adição, será visto um aumento dos custos destes 20% nos 15% relativos a produção ordinária. Isto é uma estimação grosseira do custo marginal, mas dá uma certa indicação do nível. Pode-se incluir também, os custos de partida quando a reserva está em prontidão quente, que é o caso das reservas de controle secundário. Estes custos são causados por desgaste das turbinas (cavitação) e uma certa quantidade de água desperdiçada, que significa um componente de custo fixo e um componente de custo variado, isto é, kWh desperdiçado multiplicado pelo preço de mercado.

O presente trabalho utiliza as características de eficiência (rendimento) do conjunto turbina/ gerador para otimizar o serviço de reserva girante de potência ativa.

III. RENDIMENTO DO CONJUNTO TURBINA/GERADOR

Para a análise da reserva girante de potência ativa serão utilizadas as características de eficiência do conjunto turbina/gerador. O rendimento η refere-se ao rendimento combinado da turbina e do gerador. O rendimento pode ser modelado de diferentes modos, dependendo dos dados disponíveis e da precisão desejada pelo modelo da usina hidroelétrica.

Para estudos de longo prazo, com intervalos de discretização mensais, usualmente adota-se η constante e igual a um rendimento médio. Modelos que trabalham com a operação de uma usina hidroelétrica em intervalos de discretização menores, tais como dias, horas ou em tempo real, devem considerar as variações do rendimento η em função das condições de operação da turbina. Por “condições de operação” entende-se a altura de queda líquida, a vazão e a potência gerada. A relação entre estas variáveis é complexa e usualmente modelada através de curvas de desempenho das turbinas. A seguir será apresentada a equação da potência gerada pela usina.

$$p(t) = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h_t \cdot q(t) \cdot 10^6 \quad (1)$$

Onde,

- $p(t)$ é a potência de geração (MW);
- g é a aceleração da gravidade (m/s^2);
- ρ é o peso específico da água (kg/m^3);
- η é a eficiência do conjunto turbina/gerador (%);
- h_t é a altura de que da efetiva (m);
- $q(t)$ é a vazão turbinada (m^3/s).

A Fig. 1 apresenta a curva de desempenho de uma turbina do tipo Francis [8]. As unidades geradoras da usina utilizada nos testes são do modelo Francis.

Observa-se, na Fig. 1, que há um ponto onde o rendimento é máximo, chamado de Ponto de Projeto. Devido às definições de valores de referência utilizados para expressão em porcentagem da potência e da altura de queda, o ponto de projeto é aquele no qual a potência e a altura de queda são ambas iguais a 100%. Em todas as outras condições de operação da turbina, o rendimento será menor que aquele do Ponto de Projeto. Isto não significa que a potência gerada pela turbina no Ponto de Projeto seja máxima. Por exemplo, no Ponto de Projeto a abertura das palhetas é de 92%; se a altura de queda for mantida constante e as palhetas continuarem a ser abertas até 100%, a potência gerada pela turbina vai elevar-se e chegar a 123%. Porém, o rendimento associado a este ponto será menor que o do Ponto de Projeto. Isto significa que a altura de queda em 100%, a turbina gasta mais água por MW produzido quando ela gera 123% do que quando ela gera 100% da potência.

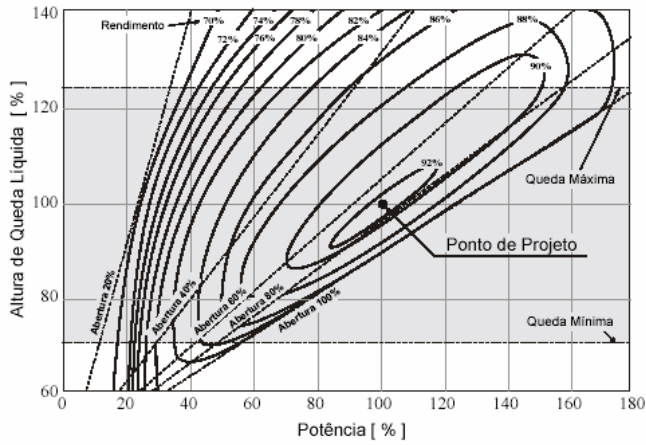


Fig. 1. Curvas de desempenho de uma turbina tipo Francis.

Pela Fig. 1 também pode ser observado que para uma mesma abertura das palhetas da turbina, à medida que a altura de queda eleva-se, a potência gerada aumenta. Isso ocorre por causa de dois fatores. Primeiro, a potência gerada é proporcional à altura; logo, se a altura eleva-se, a potência gerada também se eleva. Segundo, quando a altura eleva-se e as palhetas são mantidas com a mesma abertura, devido ao aumento de pressão, o fluxo de água através da turbina aumenta. Como a potência gerada também é proporcional à vazão turbinada, a potência gerada aumenta.

O segundo efeito explica porque as taxas de incremento da potência gerada devido ao aumento da altura são diferentes para diferentes aberturas. Por exemplo, para abertura de 20%, a potência gerada varia de 14% para 23% quando a queda varia de 80% para 100%. Já para abertura de 100%, admitindo-se a mesma variação de queda, a potência gerada varia de 77% para 123%. Como as variações de altura de queda são as mesmas, conclui-se que o aumento nas variações de potência é causado pelo aumento da vazão turbinada.

As Figuras 2 e 3 também podem ser utilizadas para explicar algumas características da turbina. Considerando uma altura de queda fixa, ao progressivamente variar a abertura das palhetas de 20% a 100%, o fluxo de água pela turbina sempre aumenta, aumentando também a potência gerada. Isso ocorre porque a potência é determinada basicamente através do produto entre a altura de queda e a vazão turbinada, [9]; como a altura de queda é considerada constante, conforme as palhetas são abertas, a vazão turbinada aumenta e a potência gerada eleva-se.

O rendimento da turbina apresenta um comportamento diferente. No início, quando as palhetas começam a ser abertas, o rendimento vai progressivamente aumentando; atinge-se então o ponto com rendimento máximo para a altura de queda especificada. A partir daí o rendimento diminui com o aumento da abertura.

A seguir será apresentada a formulação do problema de Despacho Econômico utilizado na otimização da reserva de potência ativa.

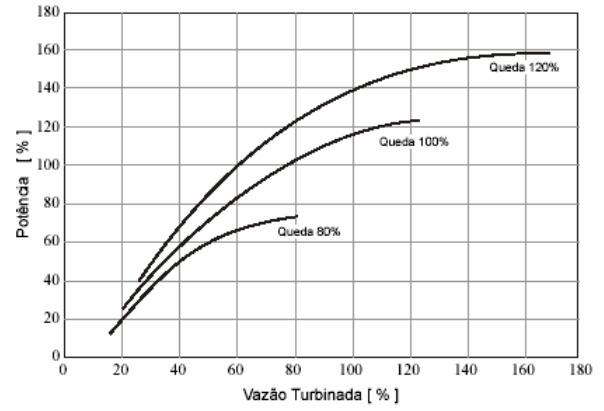


Fig. 2. Potência gerada pela turbina para diferentes quedas líquidas.

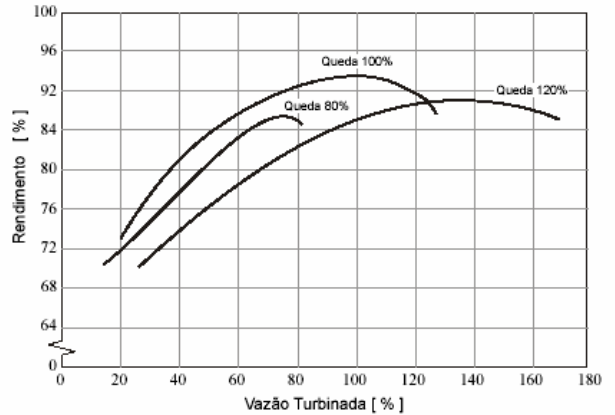


Fig. 3. Rendimento da turbina para diferentes quedas líquidas.

IV. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A otimização da reserva de potência ativa pode ser formulada como um problema de Despacho Econômico, como apresentado nesta seção, sendo a vazão turbinada a função objetivo a ser minimizada.

$$\text{Min } F_T = \text{Min} \sum_{i=1}^T F(P_i) \quad (2)$$

$$\text{s.a. } \sum_{i=1}^T P_i - P_d = 0 \quad (3)$$

$$P_{\min} < P_i < P_{\max} \quad (4)$$

$$P_i \in N \quad i = 1, \dots, T \quad (5)$$

Onde:

F_T é a função objetivo a ser minimizada. Para o problema proposto esta função é representada pela vazão turbinada em função da potência ativa gerada (P_i);

P_i é potência ativa gerada pela unidade i ;

P_d é potência ativa total requerida a usina;

P_{\min} e P_{\max} são os limites mínimos e máximos de geração, respectivamente;

T é o número de unidades;

N é o conjunto dos números reais.

Com a minimização da vazão turbinada há uma melhora na eficiência de uma unidade geradora para uma determinada geração de potência ativa. Como já descrito, quando unidades são operadas na melhor eficiência, que é preciso em operações normais, há uma reserva rápida suficiente disponível sem custos adicionais. Esse ponto de operação é definido como o ponto de mínimo consumo de combustível para uma máxima geração de potência.

A obtenção deste ponto de operação faz com que se tenha a reserva de potência ativa otimizada.

A solução ótima para o problema (2)-(4) pode ser obtida com emprego de técnicas Lagrangianas e com o emprego das condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) [10]. A seguir é apresentada a função de Lagrange para o problema proposto.

$$L(P_i, \lambda, \mu) = F_T + \sum_{i=1}^T \lambda_i (P_i - P_d) + \sum_{i=1}^T \mu_{1i} (P_i - P_{max}) + \sum_{i=1}^T \mu_{2i} (P_{min} - P_i) \quad (6)$$

As condições de otimalidade, levando em consideração um problema geral, para o ponto x^o, λ^o, μ^o são dadas por:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i}(x^o, \lambda^o, \mu^o) = 0 \quad \text{para } i = 1, \dots, N \quad (7)$$

$$w_i(x^o) = 0 \quad \text{para } i = 1, \dots, N_w \quad (8)$$

$$g_i(x^o) \leq 0 \quad \text{para } i = 1, \dots, N_g \quad (9)$$

$$\left. \begin{array}{l} \mu_i^o g_i(x^o) = 0 \\ \mu_i^o \geq 0 \end{array} \right\} \quad \text{para } i = 1, \dots, N_g \quad (10)$$

Onde:

N_w é o número de equações de igualdade e N_g é o número de equações de desigualdade para o dado problema.

Para uma situação onde as unidades de geração são idênticas, a potência total gerada deve ser distribuída igualmente entre as unidades em operação de forma a minimizar a vazão turbinada, otimizando assim a reserva de potência ativa. Quando as unidades de geração forem diferentes, a geração de potência ativa é distribuída entre as unidades usando o problema de Despacho Econômico convencional, como empregado para unidades térmicas.

V. TESTES E RESULTADOS

Com o objetivo de avaliar a eficiência do conjunto turbina/gerador e em seguida valorar o serviço de reserva de potência ativa fornecido pelas unidades geradoras serão utilizados, para realização dos testes, dados da UHE de Água Vermelha, usina pertencente ao grupo AES Tietê.

O ano base utilizado para realização dos testes foi 2002, onde se dispõe para todos os dias, hora a hora, quantas máquinas foram despachadas e qual a potência de cada uma, segundo orientação do Operador do Sistema.

Para o presente trabalho foi realizado quatro testes. O primeiro teste considerou que todas as máquinas da UHE de Água Vermelha estariam trabalhando com a mesma geração, de forma a atender a demanda total. O objetivo deste teste foi quantificar quantos MW seria economizado caso fosse adotada esta característica operacional. Para isso foi realizada uma aproximação da curva de Vazão X Potência Ativa gerada por uma função do segundo grau. Essa aproximação possibilitou a estimação da vazão necessária para gerar uma potência (MW) que estivesse fora do intervalo de valores contidos no banco de dados utilizado (entre 90 e 240 MW).

A Fig. 4 possibilitou observar que para os intervalos de vazões contidos no banco de dados a aproximação para uma função do segundo grau resulta em uma curva bastante semelhante a curva medida.

Com a aproximação da curva medida por uma função do segundo grau e com base na teoria de otimização apresentada conclui-se que para um mesmo número de máquinas (considerando todas iguais), a melhor regra operativa é que elas estejam gerando a mesma potência ativa.

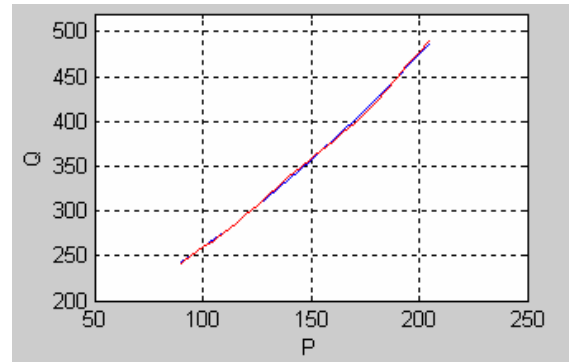


Fig. 4. Curva de Vazão dada em m^3/s (eixo y) com relação a Potência Ativa gerada dada em MW (eixo x).

Determinada a função que representava a curva, o próximo passo foi determinar a vazão utilizada para gerar as potências medidas nas máquinas no ano de 2002 e determinar a vazão que seria utilizada caso as máquinas estivessem operando com a mesma geração. Determinado estas vazões foi então calculado a diferença entre estes valores e em seguida convertida esta diferença de vazão em MW, tendo como base a potência que cada máquina estaria gerando caso a política operativa fosse a de que todas estivesse gerando a mesma potência.

Esta diferença encontrada foi denominada de Economia de Potência. O valor encontrado de Economia de Potência para o teste descrito foi de 7.853 MWh no ano base.

Em seguida foi realizado um segundo teste que media a Economia de Potência caso a UHE optasse por atender a demanda tendo a liberdade de desligar uma máquina (N-1 máquinas) ficando, porém todas com a mesma geração. Para realização deste teste foram adotadas algumas condições:

- Caso na hora analisada a UHE estivesse operando com apenas 2 máquinas, a opção adotada seria continuar operando com 2 máquinas, ambas com a mesma geração;
- Caso a potência gerada por cada máquina, no caso de estar

sendo usado N-1 máquinas, ultrapasse seu valor de geração máxima, a opção adotada foi continuar operando com o número de máquinas inicial, todas com a mesma geração;

- Caso a opção de se usar N-1 máquinas não traga um benefício, ou seja, uma Economia de Potência, a opção adotada foi continuar operando como inicialmente;
- Caso contrário, foi escolhido atender a demanda com N-1 máquinas, todas gerando a mesma potência.

Atendida a estas condições determinou-se a vazão utilizada para gerar as potências medidas nas máquinas no ano de 2002 e também a vazão que seria utilizada para atender as condições impostas. Determinado estas vazões foi então calculado a diferença entre estes valores e em seguida convertida esta diferença de vazão para MW, tendo como base a potência que cada máquina estaria gerando caso a política operativa fosse a de atender a demanda segundo as condições impostas. O valor encontrado de Economia de Potência para este segundo teste foi de 43.625 MWh no ano base. Esse valor refere-se a 0,77% da geração total da UHE de Água Vermelha, no ano de 2002.

Como dito anteriormente, a vazão necessária para gerar uma potência que estivesse fora do intervalo contido no banco de dados (90 a 240 MW) foi estimada a partir de função do segundo grau obtida. Essa estimação pode trazer alguns erros aos valores de Economia de Potência obtidos. Com o objetivo de assegurar que estes erros não fossem cometidos foi proposto um terceiro e um quarto teste.

O terceiro e quarto teste referem-se aos mesmos primeiro e segundo testes, respectivamente, com a diferença de que as vazões que anteriormente eram estimadas pela equação do segundo grau agora serão obtidas considerando que o rendimento das máquinas que operam com uma potência inferior a 90MW são iguais ao rendimento da máquina operando com 90MW. Ressalta-se que as informações de rendimento para o ajuste da curva não contêm valores para potências menores que 90MW e a extrapolação poderia introduzir um erro.

O valor encontrado de Economia de Potência para o terceiro teste foi de 3.548 MWh no ano base. O valor encontrado de Economia de Potência para o quarto teste foi de 35.555 MWh no ano base. Esse valor encontrado de Economia de Potência refere-se a 0,62% da geração total da UHE de Água Vermelha, no ano de 2002. A Fig. 5 ilustra este conjunto de testes.

A Fig. 5a ilustra a curva representativa da relação vazão (Q) e potência gerada (P), portanto Q/P , (eixo y) e potência gerada (eixo x). Os pontos salientados no gráfico são gerações em um dado instante de tempo. Pode-se observar que existem gerações com valor inferior a 90MW. Para estes pontos foi assumido a mesma relação Q/P (eixo y) utilizada para uma geração de 90MW. Este foi o diferencial do terceiro e quarto

teste.

A Fig. 5b ilustra a curva obtida a partir do banco de dados da relação Q/P (eixo y) e potência gerada (eixo x) e a curva obtida para uma função do segundo grau originada da regressão dos pontos contidos no banco de dados da relação vazão e potência gerada e potência gerada. A Fig. 5b mostra a semelhança entre as duas curvas.

A Fig. 5c ilustra a curva obtida a partir do banco de dados da vazão (eixo y) e potência gerada (eixo x) e a curva obtida para uma função do segundo grau originada da regressão dos pontos contidos no banco de dados da vazão e potência gerada. A Fig. 5c mostra a semelhança entre as duas curvas.

A Fig. 5d ilustra a curva obtida a partir do banco de dados da relação vazão (eixo y) e potência gerada (eixo x). Os pontos ilustrados são os dados de vazões para determinadas potências de geração em um dado instante de tempo. Pode-se observar que para as gerações abaixo de 90MW os valores de vazões são proporcionais à relação de geração de 90MW.

VI. CONCLUSÕES

Analisando a teoria descrita pode-se concluir que a maior parcela dos custos associados ao fornecimento de reserva de potência ativa é proveniente dos custos relacionados à eficiência do conjunto turbina/gerador.

Assim, o presente trabalho apresentou uma metodologia para determinar o despacho das unidades geradoras de forma a otimizar o serviço de reserva de potência ativa a partir da maximização da eficiência das unidades geradoras.

Com base nas alternativas propostas e suas soluções pode-se observar que a economia alcançada com a otimização da reserva de potência ativa pode chegar a ordem de U\$ 0,9 milhões por ano no caso de considerar o valor do MWh à U\$ 20,00 (Vinte dólares). Estes valores monetários se baseiam nas Economias de Potências apresentadas nos testes realizados.

Caso o Operador do Sistema requeira que os agentes geradores trabalhem com uma configuração onde as unidades geradoras necessitam operar em pontos distantes do ponto de rendimento máximo é interessante que se tenha uma compensação às unidades geradoras por prestação deste serviço. Isso porque a unidade geradora está consumindo uma quantidade de combustível maior que a que realmente consumiria para atender a demanda, não considerando os gastos com pessoal e manutenção.

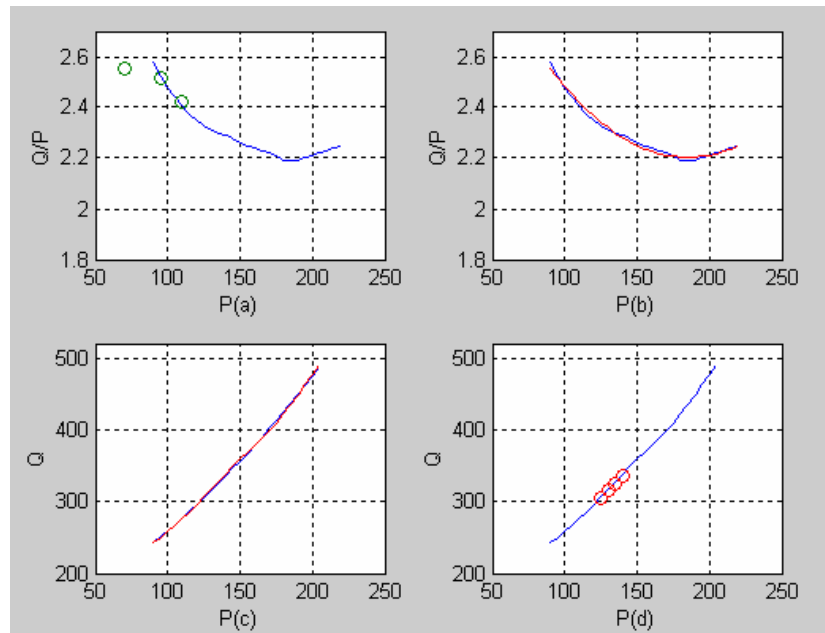


Fig. 5. Testes considerando que o rendimento das máquinas que operam com uma potência inferior a 90MW são iguais ao rendimento da máquina operando com 90MW.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] O. Nilsson, L. Söder, and D. Sjelvgren, "Integer Modelling of Spinning Reserve in Short Term Scheduling of Hydro Systems," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 13, pp. 959-964, Aug. 1988.
- [2] A. Schmitt and J. F. Verstege, "A Multi-Criteria Optimization of Ancillary Services with Pareto-based Evolution Strategies," in *Proc. 2001 IEEE Porto Power Tech Conference*.
- [3] A. Arce, T. Ohishi and S. Soares, "Optimal Dispatch of Generating Units of the Itaipú Hydroelectric Plant," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 17, pp. 154-158, Feb. 2002.
- [4] X. Guan, Q. Zhai, and A. Papalexopoulos, "Optimization Based Methods for Unit Commitment: Lagrangian Relaxation versus General Mixed Integer Programming," in *Proc. 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 1095-1100, July.
- [5] N. P. Padhy, "Unit Commitment Problem Under Deregulated Environment – A Review," in *Proc. 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1088-1094.
- [6] H. Y. Yamind, "Review on Methods of Generation Scheduling in Electric Power Systems," *Electric Power Systems Research*, n°. 69, pp. 227-248, 2004.
- [7] F. L. Alvarado (Convenor), "Methods and Tools for Costing Ancillary Services," *Cigré - Task Force*, n° 190, June 2001.
- [8] L. A. M. Fortunato, T. D. A. Neto; J. C. R. D. Albuquerque, and M. V. F. Pereira, "Planning and Operation of Electric Power Systems Introduction," *EDUFF – Ed. Universitária*, p.p. 232. (in portuguese).
- [9] D. S. Filho, "Uma Nova Abordagem ao Dimensionamento Eletro-Energético de Usinas Hidroelétricas para o Planejamento da Expansão da Geração," PhD. *Tese*, Engineer School of Sao Carlos, University os Sao Paulo, Sao Carlos. (in portuguese).
- [10] A. J. Wood, and B. F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control", 1984.

VIII. BIOGRAFIAS

Thales Sousa nasceu em 23 de Junho de 1978, formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista (UNESP) em 2000. Mestre em 2003 pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo (USP). Atualmente trabalha como pesquisador pelo grupo GAGTD na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Atualmente, é aluno de doutoramento junto ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA) da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Sua área de interesse é operação e planejamento de sistemas elétricos.

José Antonio Jardini nasceu em 27 de março de 1941, formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da USP (EPUSP) em 1963. Mestre em 1970, Doutor em 1973, Livre Docente/ Prof Associado em 1991 e Professor Titular em 1999 todos pela EPUSP Departamento de engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA). Trabalhou de 1964 a 91 na Themag Eng. Ltda atuando na área de estudos de sistemas de potência, projetos de linhas e automação. Atualmente é professor da escola Politécnica da USP do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas onde leciona disciplinas de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Foi representante do Brasil no SC38 da CIGRE, é membro da CIGRE, Fellow Member do IEEE, e Distinguished Lecturer do IAS/IEEE.

Mario Masuda nasceu em 25 de junho de 1948 em Tupã, São Paulo, Brasil. Formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP) em 1973. Trabalhou de 1973 a 91 na Themag Eng. Ltda atuando na área de estudos de sistemas de potência e estudos e projetos de linhas. Trabalhou de 1991 a 1997 como autônomo executando projetos, supervisionando e ministrando curso de instalação de cabos de fibras ópticas em Linhas de Transmissão (OPGW). De 1997 a 2002 trabalhou na Furukawa Empreendimentos e Construções Ltda em projetos, supervisão e instalação de cabos de fibras ópticas em linhas de transmissão (OPGW). Atualmente trabalha como pesquisador pelo grupo GAGTD na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Rodrigo Alves de Lima nasceu em 07 de Janeiro de 1980. Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista (UNESP) com ênfase em Sistemas de Potência. Atualmente, trabalha na AES Tietê S/A, na área de regulação.