



ANAIS
PROCEEDINGS

III CBE
Rio de Janeiro, Outubro de 1984

MÉTODOS PARA DETERMINAÇÃO DA MOTORIZAÇÃO EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCHs)

Afonso H. Moreira Santos*

Sergio V. Bajay**

* EPFL - Escola Federal de Engenharia de Itajubá-MG
** UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas,
(FEC), SP

Resumo

O trabalho apresenta várias maneiras de se determinar a potência a ser instalada em uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), utilizando a potencialidade hidrenergética da melhor forma. Esta fixação depende das considerações próprias da PCH e do cenário analisado. Os métodos propostos são mais completos do que os apresentados no "Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas" (Eletrobrás/DNAEE) sem, entretanto, perder a simplicidade e rapidez.

Abstract

This paper shows some models to choice the future capacity of a small hydroelectric plant (PCH), aiming to use hydroenergetical potential in the better manner. Those models include considerations about the PCH and the type of interties with others sources. They are better than the models of the "Hand book of PCH" (Eletrobrás/DNAEE) but are simple and fast, too.

1. INTRODUÇÃO

O "Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas" [1] recomenda que uma PCH deve se fixar no aproveitamento da potência firme, correspondente à vazão com 95% de permanência. Aceita, a princípio, uma regularização diária, pois obras com maiores reservatórios necessariamente aumentariam os custos e se afastariam da simplicidade de recomendada para esse tipo de central. Sobre este aspecto [2] discute a possibilidade da regularização diária, tendo em vista o volume disponível. Para isto propõe um fator (Fator de Regularização Diária), que possibilita uma análise expedita da regularização possível. Por outro lado, [1] considera a possibilidade de se aproveitar a energia hidráulica excedente à firme. Esta energia secundária poderia ser utilizada em geração complementar com térmica, desde que a vazão escolhida para o projeto não ultrapasse a vazão média diária do curso d'água. A consideração pode ser conservadora, em alguns cursos, ou avançada, em outros, dependendo, pois, da hidrologia. Também, a supermotorização pode não interessar economicamente, ou melhor: até que ponto ela pode ser interessante?

A utilização de PCH interligada a um grande sistema também deve ser analisada, pois este pode, a princípio, aceitar toda a energia gerada, em virtude de seu porte.

Os problemas acima descritos podem ser analisados sob uma "ótica" determinística ou probabilística. É evidente que a análise probabilística começa a ser bastante complexa para as PCHs, mas, quando se necessita uma análise um pouco mais criteriosa, é necessário considerar, pelo menos, a taxa de saída dos grupos geradores. No item seguinte alguns modelos são desenvolvidos para orientar nas soluções dos problemas aqui citados.

2. DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS

Seja a situação apresentada na Figura 1.a, onde o suprimento a um mercado isolado é feito por uma PCH e um grupo Diesel. Supondo que a potência instalada seja igual a requisitada e que não ocorram falhas nos grupos, a Figura 1.b mostra a participação energética de cada geração. Nesta figura, a curva de permanência de vazão já está linearizada e colocada em termos da disponibilidade energética (DE), e a carga é considerada constante (PM), sob o ponto de vista energético diário. A escala de tempo está posta em grandezas "por unidade" (p.u.).

Considera-se, aí, que a potência instalada na PCH (PH) está entre PM e a disponibilidade energética mínima. Este é o caso mais comum, sendo que PH maior que PM será apresentada no estudo probabilístico, e não tem muita diferença.

A potência gerada pelo grupo Diesel (PT) será dada por (1) e (2).

$$PT(t) = PM - PH \quad p/ \quad 0 \leq t \leq t_c \quad (1)$$

$$PT(t) = PM - DE(t) \quad p/ \quad 1 \geq t \geq t_c \quad (2)$$

Onde, conforme a Figura 1.b,

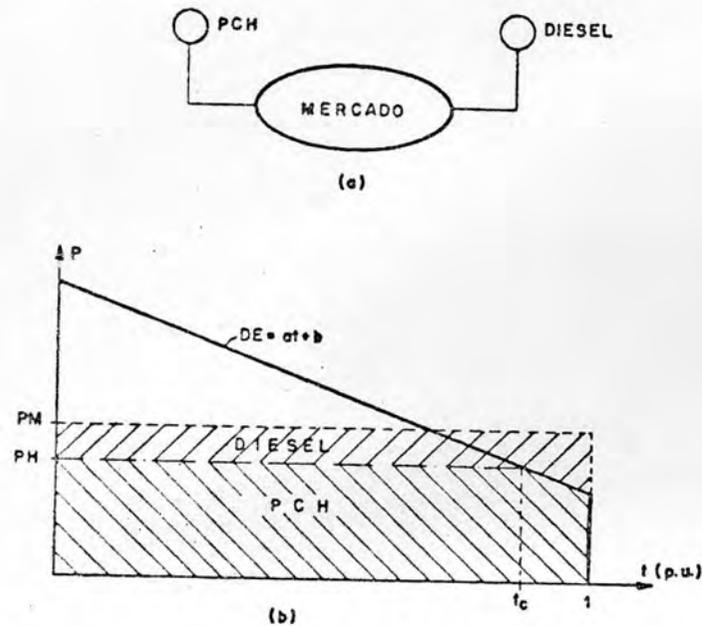


Figura 1. a) Cenário de geração Diesel-elétrica;
b) Representação linear da curva de permanência e de PM maior que PH.

$$t_c = \frac{PH - b}{a} \quad (3)$$

A energia esperada do grupo Diesel (ET) pode, então, ser calculada como segue

$$ET = \int_0^1 P(t) \cdot dt = \int_0^{t_c} (PM - PH) \cdot dt + \int_{t_c}^1 (PM - DE(t)) \cdot dt \quad (4)$$

$$ET = (PM - PH) \cdot t_c + PM \cdot (1 - t_c) - \frac{a}{2} (1 - t_c)^2 - b(1 - t_c) \quad (5)$$

Substituindo (3) em (5), vem:

$$ET = PM - \frac{PH^2 - 2 \cdot b \cdot PH + (a + b)^2}{2a} \quad (6)$$

De posse de ET, pode-se levantar o custo da operação (excluindo o pessoal e manutenção). Daí, sabendo-se o custo de instalação

da PCH e do grupo Diesel, pode-se buscar qual deve ser a potência ótima a ser instalada na PCH (PH^*), de forma a reduzir o custo de instalação e operação. Isto é:

$$z = \text{Min CS}_{PH} \quad (7)$$

onde, CS, é o custo total, dado por (8).

$$CS = CT + CH + CO \quad (9)$$

CT é o custo de instalação do Diesel, CH o da PCH e CO é o custo da operação (devido ao combustível). Estas grandezas são definidas pelas equações (10), (11) e (12), onde $f(PT)$ é o custo unitário em função de PT, $g(PH)$ é o custo unitário em função de PH, PD é o preço do óleo Diesel e Q é o consumo específico do motor.

$$CT = PT \cdot f(PT) \quad (10)$$

$$CH = PH \cdot g(PH) \quad (11)$$

$$CO = ET \cdot PD \cdot Q \quad (12)$$

Existe, ainda, a restrição de ponta, dada em (13), onde FC é o fator de carga diário médio.

$$PH + PT = \frac{PM}{FC} \quad (13)$$

Pode-se, agora, aplicar a técnica dos multiplicadores de Lagrange para se calcular a potência instalada ótima na PCH (PH^*). Para isto utiliza-se (7), (8), (9), (10), (11), (12) e a restrição (13). Daí, evolui-se para (14) de onde pode se tirar PH^* . Deve-se ressaltar que normalmente "f" e "g" podem ser dadas por polinômios, o que facilita o cálculo de PH^* em (14) (o apóstrofo em "f" e "g" significa a primeira derivada em relação a PH).

$$PH \cdot g'(PH) + g(PH) + \left[\frac{PM}{FC} - PH \right] \cdot f' \left(\frac{PM}{FC} - PH \right) - f \left(\frac{PM}{FC} - PH \right) + Q \cdot PD \cdot ET'(PH) = 0 \quad (14)$$

Em (14), $ET'(PH)$ é a derivada de (6). Se for considerado "f" e "g" constantes e iguais a I_T e I_H (custos índices constantes), (14) pode se transformar, finalmente, em (15).

$$PH^* = \frac{Q \cdot PD \cdot b - (I_T - I_H) \cdot a}{Q \cdot PD} \quad (15)$$

Em (15) é interessante observar a não dependência de PH^* com relação a PM e FC. Também, o custo de instalação do grupo Diesel (I_T) pode ser desprezado com relação a I_H . Assim, PH^* só depende fortemente da hidrologia (dada por "a" e "b"), do custo de instala-

lação da PCH (IH), do preço do óleo (PD) e do consumo específico (Q).

Observe-se que não foi considerado o efeito da vida dos equipamentos em (15). Isto pode ser contornado se for empregado os custos anuais correspondentes nos investimentos de instalação. Para isto basta usar o Fator de Recuperação de Capital para a PCH e para a Diesel (FRC_H e FRC_T respectivamente). Tem-se, então, (16).

$$PH^* = \frac{Q \cdot PD \cdot b - (IT \cdot FRC_T - IH \cdot FRC_H) \cdot a}{Q \cdot PD} \quad (16)$$

Em todas as equações apresentadas não se considerou a variação do mercado, seja por crescimento, ou seja por sazonalidade. No último caso, também é possível considerar a sazonalidade da vazão. Basta, para isto, ter as curvas de permanência de vazão, bem como o mercado de energia (PM) e fator de carga (FC) para cada estação. Assim a energia esperada do Diesel na estação "n" (ET_n) é dada por (17); (16) fornece a energia esperada total (ET) no ano, que é a soma das energias nas "N" estações.

$$ET_n = PM_n - \frac{PH^2 - 2 \cdot b_n \cdot PH + (a_n + b_n)^2}{2 \cdot a_n} \quad (17)$$

$$ET = \sum_{n=1}^N ET_n \quad (18)$$

A expressão (14) será modificada apenas em ET', que agora é a derivada de (18), e nas funções que aparece PM/FC. Esta relação é substituída pela maior ponta entre as relações (maior do ano). Para "N" estações, (16) se transforma em (19).

$$PH^* = \frac{Q \cdot PD \cdot \left(\frac{b_1}{a_1} + \frac{b_2}{a_2} + \dots + \frac{b_N}{a_N} \right) - (IT \cdot FRC_T - IH \cdot FRC_H)}{Q \cdot PD \cdot \left(\frac{1}{a_1} + \frac{1}{a_2} + \dots + \frac{1}{a_N} \right)} \quad (19)$$

Os Fatores de Recuperação de Capital empregados em (19) não são os mesmos de (16). Eles agora visam determinar o custo de instalação por estação, (semestral, mensal, etc...) e não mais o custo anual.

Um outro cenário a se analisar é o caso de uma PCH interligada a um grande sistema elétrico. A definição de PH independe do mercado pois o sistema aceita toda a energia e ponta geradas. Deve-se, pois, maximizar a receita gerada em virtude da energia e ponta entregues. Supondo que o sistema [3] tenha um custo marginal da ponta "MP" e custo marginal da energia "ME", pode-se procurar a potência a ser instalada ótima (PH*). (20) apresenta a equação objetivo, sendo EH(PH) a energia esperada da PCH. Esta é dada por (21), e é uma parte de (6).

$$z = \text{Max}_{PH} [MP \cdot PH + EH(PH) \cdot ME - CH \cdot FRC_H] \quad (20)$$

$$EH(PH) = \frac{PH^2 - 2 \cdot b \cdot PH + (a + b)^2}{2 \cdot a} \quad (21)$$

Finalmente, de (11), (20) e (21) pode-se tirar PH* de (22).

$$MP + ME \cdot \frac{(PH-b)}{a} - FRC_H(g(PH) + PH \cdot g'(PH)) = 0 \quad (22)$$

Para o caso de custo índice constante, chega-se em (23).

$$PH^* = \frac{(IH \cdot FRC_H - MP)}{ME} \cdot a + b \quad (23)$$

Toda a metodologia desenvolvida até aqui teve caráter determinístico com relação a potência disponível na PCH, considerando a 100% confiável. Para se incorporar as possíveis saídas parciais ou totais da central, é preciso conhecer o número total de máquinas (j) e a taxa de saída típica de cada grupo (q). Desta maneira, (21) iria se alterar, pois nesta expressão considera-se PH disponível todo tempo. Para se obter a nova energia esperada da PCH (EH), basta calcular qual seria a energia esperada para as frações possíveis de potência da central, e somá-las, ponderadas pelas probabilidades do evento. Adotar-se-á, aqui, que todos os grupos são iguais. Assim, seja PD(k) a fração de potência correspondente a "k" grupos funcionando, dos "j" existentes. A probabilidade deste acontecimento é P(k). Então, EH será dado por (24).

$$EH = \sum_{k=1}^j \left\{ P(k) \cdot \left[t_c^2(k) \cdot PD(k) + (1 - t_c(k))^2 \cdot \frac{PD(k) + a + b}{2} \right] \right\} \quad (24)$$

onde,

$$t_c(k) = \frac{PD(k) - b}{a} \quad (25)$$

$$0 \leq t_c(k) \leq 1$$

$$PD(k) = \frac{k}{j} \cdot PH \quad (26)$$

$$P(k) = C_k^j \cdot (1-q)^k \cdot q^{j-k} \quad (27)$$

Como já foi dito, pode existir casos em que a potência instalada é maior que o requisito de mercado. Esta condição não foi explorada na parte inicial, mas praticamente nenhuma complicação trará. A Figura 2 mostra esta hipótese.

O valor de EH, neste caso, pode ser calculado de maneira semelhante: vai-se somando as parcelas de energia esperada para as possíveis frações PD(k), ponderadas pelas respectivas probabilidades P(k), enquanto não superar o valor de PM. Até "L" máquinas a potência PD(L) é inferior a PM, e acima de "L" passa a ser superior. Logo, a partir de "L+1" máquinas quem define a energia esperada da PCH é o mercado (PM). Um número de máquinas maior que "L+1" aumenta EH em virtude de um aumento da confiabilidade, mas não que seja possível gerar potência superior a PM. (28) apresenta EH, on

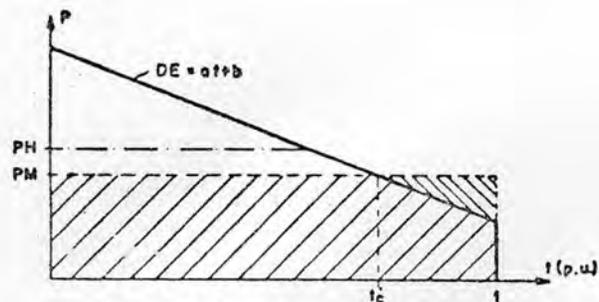


Figura 2. Representação da curva de permanência e de PM menor que PH.

de ficam evidenciadas suas duas parcelas: a primeira, que é semelhante à (24), e a segunda, onde a parcela energética é independente do número de máquinas (k), sendo multiplicada pelo somatório das probabilidades de se ter mais máquinas do que exigido pelo mercado. Este somatório reflete a melhoria da confiabilidade, já citada.

$$EH = \sum_{k=1}^L \left\{ P(k) \cdot \left[t_c^2(k) \cdot PD(k) + (1 - t_c(k))^2 \cdot \frac{(PD(k) + a + b)}{2} \right] \right\} + \sum_{k=L+1}^j \left\{ P(k) \cdot \left[t_c'^2 \cdot PM + (1 - t_c')^2 \cdot \frac{(PM + a + b)}{2} \right] \right\} \quad (28)$$

onde,

$$t_c' = \frac{PM - b}{a} \quad (29)$$

$$0 \leq t_c' \leq 1$$

t_c' não é função de "k", pois quem o define é o cruzamento da reta do mercado com a reta da permanência da vazão.

As equações (24) e (28) não invalidam os desenvolvimentos de determinísticos iniciais. Basta utilizar naquelas equações estas expressões probabilísticas, o que não é apresentado aqui pois levam a expressões bem maiores, embora, ainda, simples.

Com as equações deduzidas neste item, a potência a ser instalada em uma PCH pode ser estimada através de manipulações algébricas elementares.

3. EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

Seja um sítio com uma disponibilidade energética dada a seguir:

$$DE = -460 \cdot t + 610 \quad [\text{kWano}]$$

Pretende-se construir uma PCH para gerar em conjunto com um grupo Diesel. Sabe-se que PD igual a 300 [\$/ton] e Q igual a 2,4 [Ton/kWano]. Os custos índices estimados para a região é IH igual a 800 [\$/kW] e IT é 40 [\$/kW], a vida é de 50 anos para PCH e de 20 para Diesel. Com uma taxa de retorno de 10% a.a., pode-se, utilizando (16), determinar a potência a ser instalada na PCH, para suprir um mercado de 600 kWano.

$$PH^* = \frac{2,4 \cdot 300 \cdot 610 + (40 \cdot 0,11750 - 800 \cdot 0,10086) \cdot (-460)}{2,4 \cdot 300}$$

$$PH^* \approx 560 \quad [\text{kW}]$$

Seja suposto, agora, que a sazonalidade de carga e hidrológica são bastante acentuadas, sendo que nos primeiros seis meses a carga é de 650 kWsemestre e nos outros seis é de 550 kWsemestre. A disponibilidade energética será dada pelas duas retas seguintes:

$$DE = -300 \cdot t + 400 \quad [\text{kWsemestre}]$$

$$DE = -500 \cdot t + 380 \quad [\text{kWsemestre}]$$

Aplicando (19) vem:

$$PH^* = \frac{1,2 \cdot 300 \left(\frac{400}{-300} + \frac{380}{-500} \right) - (40 \cdot 0,5748 - 800 \cdot 0,04941)}{1,2 \cdot 300 \cdot \left(\frac{1}{-300} + \frac{1}{-500} \right)}$$

$$PH^* \approx 370 \quad [\text{kW}]$$

Observe-se que o valor do Q utilizado foi de 1,2 e não 2,4. Isto é em virtude de se estar trabalhando "por semestre" e não "por ano". Também a taxa de interesse é de 4,9% "por semestre" e não 10% a.a..

Embora a soma das energias "contidas" nas duas retas de disponibilidade energética semestral seja igual a anual, a potência a se instalar deu bem inferior (370 kW contra 560 kW). Isto se deve à característica das curvas de permanência e de não se considerar regularização sazonal.

Seja o "cenário" de uma PCH a ser interligada em um grande sistema elétrico. Se suas características são semelhantes à PCH do primeiro exemplo deste item, e ME e MP são iguais a 100 [\$/kWano] e 50 [\$/kW], respectivamente, pode-se, de (23), tirar a potência a ser instalada.

$$PH^* = \frac{(800 \cdot 0,11750 - 50) \cdot (-460) + 610}{100}$$

PH* ≈ 410 [kW]

Um ponto que não foi abordado, mas que deve ser melhor estudado, é o fato de MP e ME serem em geral, monotonamente crescentes com o tempo. Isto faz com que a PCH vá se tornando mais interessante, e uma motorização adicional pode ser recomendável.

Se na central do primeiro exemplo for considerado a existência de 3 grupos geradores, de 180 kW, cada com uma taxa de saída típica (q) igual a 0,02, espera-se da PCH uma energia dada por (24), como segue:

$$\begin{aligned} EH = & 0,00002 \cdot \left(0,93478^2 \cdot 180 + 0,06522^2 \cdot \frac{180-460+610}{2} \right) \\ & + 0,05762 \cdot \left(0,54348^2 \cdot 360 + 0,45652^2 \cdot \frac{360-460+610}{2} \right) \\ & + 0,94112 \cdot \left(0,15217^2 \cdot 540 + 0,84783^2 \cdot \frac{540-460+610}{2} \right) \end{aligned}$$

$$EH = 254,37 \text{ [kWano]}$$

Se, entretanto, tivesse quatro grupos de 180 kW, (28) fornece-ria EH.

$$\begin{aligned} EH = & \left[0,00003 \cdot \left(0,93478^2 \cdot 180 + 0,06522^2 \cdot \frac{180-460+610}{2} \right) \right. \\ & + 0,00230 \cdot \left(0,54348^2 \cdot 360 + 0,45652^2 \cdot \frac{360-460+610}{2} \right) \\ & + 0,07530 \cdot \left(0,15217^2 \cdot 540 + 0,84783^2 \cdot \frac{540-460+610}{2} \right) \\ & \left. + \left[0,92237 \cdot \left(0,02174^2 \cdot 600 + 0,97826^2 \cdot \frac{600-460+610}{2} \right) \right] \right] \end{aligned}$$

$$EH = 19,98685 + 331,2745 \approx 351,3 \text{ [kWano]}$$

4. CONCLUSÕES

Os modelos mostram-se de fácil aplicação, conforme ficou demonstrado, embora os conceitos neles embutidos são bastante amplos. Cumpre-se, assim, um objetivo primordial para as PCHs, que é a aplicação rápida e simples. No texto foram citados alguns pontos que merecem melhores estudos. Alguns destes já estão sendo motivo de outros trabalhos dos autores.

5. BIBLIOGRAFIA

1. ELETROBRÁS/DNAEE (1982), Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas - Brasil.
2. SOUZA, Z; SANTOS, A.H.M.; RENNÖ, F. (1983), "Estudos Hidroenergéticos para Pequenas Centrais Hidrelétricas". Pesquisa e Desenvolvimento Científico - Brasil nº 3 Vol. 9.
3. ELETROBRÁS/GCPS (1982), Tecnológico Gerais de Atendimento-Brasil.
4. SANT'ANA, R.F. (1983), Assessing the Feasibility of Small Hydroelectric Power Plants - Ph.D thesis-Colorado State University - Fort Collins - U.S.A.
5. SULLIVAN; R.L. (1977), Power System Planning - Mc Graw Hill Inst. Book Company - U.S.A.
6. UNIDO/GOVERNO AUSTRIACO (1981), Symposium on Projets, Design and Installation of Small Hydro Power Plants - Viena-Austria.
7. BORGESE, D. (1982), "Integration Problems of an Intermittent Power Generation Plant", Electric Power Systems Research Holanda.