

## Avaliação de Dois Critérios de Cálculo da Energia Assegurada de uma PCH

Heinz Dieter Oskar August Fill, Márcia Regina Chella,  
Miriam Rita Moro Mine, Eloy Kaviski, Cleverson de Freitas  
Universidade Federal do Paraná – mrmine.dhs@ufpr.br

Recebido: 11/09/03 revisado: 14/12/04 aceito: 22/12/05

---

---

### RESUMO

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL propõe que a energia assegurada das pequenas centrais hidrelétricas – PCHs seja calculada através da média das vazões médias mensais, censuradas pelo engolimento máximo da usina sobre um período máximo de 30 anos (ANEEL, 2001). A Agência Nacional de Águas – ANA propõe que a energia assegurada seja determinada pelo valor incremental da máxima demanda que o sistema pode atender na repetição da série histórica de vazões (BRASIL, 2002). No caso de pequenas usinas hidrelétricas a fio d'água, isso equivale a usar a média das vazões afluentes censuradas sobre o período crítico do sistema, multiplicada pela produtividade da usina. Este artigo avalia os métodos para cálculo da energia assegurada sugeridos pela ANEEL e pela ANA, com base em um método analítico desenvolvido por Fill (1989), que determina o ganho da energia garantida de um sistema elétrico integrado proporcionado pela adição de uma usina hidrelétrica, para um dado nível de confiabilidade. Esta avaliação é feita através do cálculo da energia assegurada de quatorze PCHs, localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, pelos critérios da ANEEL e da ANA, comparando-os com os ganhos incrementais obtidos pelo método analítico proposto por Fill, para níveis de confiabilidade correspondentes a tempos de recorrência de 120 e 50 anos. O método proposto pela ANA levou a valores de energia assegurada compatíveis com os da energia garantida incremental, mantendo estável a confiabilidade do sistema. Por outro lado, o método da ANEEL conduziu a valores de energia assegurada significativamente superiores aos da energia garantida e, com isso, a confiabilidade do sistema foi diminuída.

**Palavras-chave:** PCH, energia assegurada, confiabilidade.

---

---

### INTRODUÇÃO

Antes da reforma do setor elétrico brasileiro, em 1995, o conceito de energia firme e, mais tarde, o de energia garantida de uma usina hidrelétrica era usado em estudos econômicos de dimensionamento e na definição de contratos de suprimento entre as concessionárias. A energia firme ou garantida era um parâmetro de importância para o planejamento da expansão e operação do setor, porém, o seu efeito nos fluxos financeiros era limitado.

Com a reforma do setor e a criação do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, introduziu-se o conceito de energia assegurada de centrais geradoras de grande e pequeno porte – UHE e PCH, que passou a desempenhar um papel importante, tanto no planejamento e operação do sistema elétrico integrado, quanto nos fluxos financeiros e no retorno econômico das fontes de geração.

A energia assegurada das usinas hidrelétricas, homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, serve basicamente a dois propósitos:

- a) estabelecer um limite para contratos de fornecimento de energia ao sistema e
- b) determinar cotas de rateio da energia hidrelétrica total produzida para cada agente gerador.

Portanto, é fundamental para a confiabilidade do sistema e para o rateio equitativo dos retornos financeiros, que a energia assegurada reflita da maneira mais realista possível a contribuição efetiva das usinas hidrelétricas no suprimento sustentado de energia ao sistema.

A determinação prática da energia assegurada é, normalmente, baseada na energia firme ou na energia garantida a um dado risco, obtidas a partir de simulações do sistema interligado.

Nesse contexto, existem dois critérios para a determinação da energia assegurada de centrais hidrelétricas: (a) baseado na geração média ponderada da usina e (b) baseado no ganho incremental de energia garantida proporcionado pelo acréscimo da usina ao sistema.

No caso de se optar pelo critério da geração média, evidentemente, os benefícios proporcionados ao sistema pela regularização a jusante, e os resultantes de mudanças no período crítico do sistema, não são considerados. Por outro lado, o critério do ganho incremental depende da ordem de entrada da usina no sistema, o que torna difícil a sua aplicação para um sistema existente. No entanto, este método parece ser o mais adequado para o planejamento da expansão e para a definição da energia assegurada de usinas futuras (CANAMBRA, 1969; Fill, 1979).

A avaliação do ganho incremental pode ser feita por simulação do sistema com e sem a usina em questão, obtendo-se a sua contribuição energética pela diferença entre as respectivas demandas de energia que podem ser atendidas com o mesmo risco (Fortunato et al., 1990). Também é possível utilizar uma metodologia baseada na teoria estocástica de reservatórios (Gomide, 1986; Fill e Groszewicz, 1987).

O método de obtenção da energia garantida pela diferença entre as energias garantidas do sistema com e sem a usina é bastante apropriado para centrais de grande e médio porte, com reservatórios de regularização e cuja adição influi nas regras operativas do sistema. Para pequenas centrais hidrelétricas – PCHs, os erros amostrais resultantes do número finito de séries sintéticas e das estimativas dos parâmetros estatísticos do sistema podem ser da mesma ordem de grandeza da energia disponível na PCH, o que pode invalidar os resultados neste caso.

Para tentar contornar estas dificuldades, foi desenvolvido um método analítico para avaliar o ganho energético incremental de uma usina hidrelétrica (Fill, 1989), muito útil no dimensionamento e na análise da viabilidade econômica de pequenas usinas.

No caso das PCHs, a resolução n° 169, fixa a energia garantida destas pelo valor da energia média afluyente sobre um período de 30 anos, considerando a censura das vazões superiores ao engolimento da central (ANEEL, 2001).

Por outro lado, a Agência Nacional de Águas – ANA, apresentou recentemente uma proposta metodológica onde a energia assegurada de um sistema é definida como sendo a máxima demanda que o sistema pode atender na repetição da série

histórica de vazões, isto é, energia assegurada e energia firme são idênticas (BRASIL, 2002). Da mesma forma, a energia assegurada de uma usina particular é entendida como a energia firme incremental (próxima adição) proporcionada pela usina ao sistema.

No caso de uma PCH a fio de água, dificilmente haverá alteração do período crítico do sistema, de modo que, nesse caso, a proposta da ANA resulta em uma energia assegurada igual à média das energias afluentes à usina, censurada na motorização da mesma, sobre o período crítico do sistema.

A determinação da energia firme de um sistema é obtida, via de regra, por simulação (no caso, sobre a série histórica de aflúências) representando-se a operação de cada usina hidrelétrica individualmente ou agregando-se todas as usinas ou grupos destas por usinas equivalentes, dentro do método da energia natural (CANAMBRA, 1969; Fill, 1979; 1980).

Deste modo, a investigação proposta neste artigo pretende avaliar as metodologias de cálculo da energia assegurada sugeridas pela ANEEL e pela ANA, com base no método analítico desenvolvido por Fill (1989). Essa avaliação será feita com base no cálculo da energia assegurada de várias PCHs, em diferentes regiões e bacias hidrográficas, de acordo com as metodologias propostas pela ANEEL e pela ANA e comparando-as com os ganhos incrementais obtidos através do método analítico.

Neste trabalho serão usadas vazões médias mensais e não será analisada a contribuição de usinas térmicas convencionais ou nucleares para a energia assegurada do sistema. Apenas o conjunto de usinas hidrelétricas é que constituirá o sistema interligado.

## METODOLOGIA

### Desenvolvimento Geral do Método Analítico

O método analítico proposto por Fill (1989), assume algumas hipóteses simplificadoras para a dedução da fórmula básica: (a) o método da energia natural é aplicável (CANAMBRA, 1969); (b) a regularização intra-anual pode ser separada da plurianual, podendo ser expressa como uma fração da demanda (Gomide e Cunha, 1981), sendo que o acréscimo de uma nova usina não altera essa fração; (c) a geração térmica pode ser separada e seu valor não é alterado com o acréscimo da nova usina; (d) o sistema antes e depois da adição da usina apresenta aflúências padronizadas  $(E - \bar{E})/\sigma$  identicamente

distribuídas e (e) a confiabilidade do sistema é avaliada de forma estática e expressa pelo tempo de recorrência.

Essa simplificação implica em desconsiderar limitações locais (vertimentos isolados, vazões mínimas e máximas), variabilidade da geração térmica e que a vazão média das estiagens intra-anuais seja proporcional à duração da estiagem.

Gomide (1986) mostrou que a energia garantida de um sistema hidrelétrico pode ser expressa como:

$$E_g = \bar{E} - \mu\sigma \quad (1)$$

Sendo que:

$E_g$  = energia garantida;

$\bar{E}$  = média das afluições de energia;

$\sigma$  = desvio padrão das afluições;

$\mu = \mu$  (Tr, a) energia equivalente do sistema, que depende da natureza da distribuição de afluições, sendo Tr o tempo de recorrência;

$a = A_p / \sigma$  – armazenamento equivalente do sistema;

$A_p$  = armazenamento plurianual.

O ganho de energia determinado pelo acréscimo de uma nova usina é dado pela diferença entre as energias do sistema na configuração atual e antes da inclusão da nova usina.

Fill (1989) mostrou que, quando atendidas as hipóteses acima e, ainda,  $\sigma_u \ll \sigma_s$ , o acréscimo na energia garantida pode ser expresso pela equação (2), a seguir:

$$\Delta E_g = K_1 \bar{E}_u - K_2 \rho \sigma_u + K_3 A_u \quad (2)$$

Onde:

$\sigma_u$  = desvio padrão das afluições à usina (MWano/ano);

$\sigma_s$  = desvio padrão das afluições ao sistema (MWano/ano);

$\Delta E_g$  = acréscimo de energia garantida ao sistema pela adição de uma nova usina (MWano/ano);

$K_1, K_2, K_3$  = coeficientes adimensionais;

$\bar{E}_u$  = energia média afluyente à usina (MWano/ano);

$\rho$  = coeficiente de autocorrelação entre as afluições energéticas médias anuais do sistema e da usina;

$A_u$  = ganho do armazenamento total do sistema devido à usina (kW.ano).

Os coeficientes  $K_1, K_2, K_3$  são dados por:

$$\begin{aligned} K_1 &= \frac{1}{1 - \phi \mu_s'} \\ K_2 &= \frac{\mu_s - \mu_s' a_s}{1 - \phi \mu_s'} \\ K_3 &= \frac{-\mu_s'}{1 - \phi \mu_s'} \end{aligned} \quad (3)$$

Sendo:

$\phi$  = fator de armazenamento sazonal;

$\mu_s$  = energia equivalente do sistema;

$\mu_s' =$  derivada de  $\mu_s$  ( $\mu_s / a$ ).

O ganho do armazenamento total ( $A_u$ ) é dado pela soma de todos os volumes úteis a montante da usina, multiplicada pela produtividade da usina.

$$A_u = \gamma \bar{H}_u \eta \Sigma V_m / (ns) \quad (4)$$

Sendo que:

$\gamma$  = peso específico da água (kN/m<sup>3</sup>);

$\bar{H}_u$  = queda líquida média (m);

$\eta$  = rendimento do conjunto turbina-gerador (%);

$\Sigma V_m$  = soma dos volumes úteis a montante da usina em questão (m<sup>3</sup>);

$ns$  = número de segundos do ano (31,56.10<sup>6</sup> s).

Considerando-se para o tempo de recorrência um valor de referência, adotando-se uma distribuição marginal padrão e, ainda, fixando-se um valor de  $\phi$ , os valores dos coeficientes  $K_1, K_2$  e  $K_3$  podem ser facilmente calculados.

No caso particular, e bastante comum, de uma PCH com variação nula no armazenamento total do sistema ( $A_u = 0$ ), resulta:

$$\Delta E_g = K_1 \bar{E}_u - K_2 \rho \sigma_u \quad (5)$$

O coeficiente de variação da energia afluyente à usina é dado por:

$$C_v = \frac{\sigma_u}{\bar{E}_u} \quad (6)$$

Substituindo na equação (5), resulta:

$$\Delta E_g = (K_1 - K_2 \rho C_v) \bar{E}_u \quad (7)$$

Ou,

$$\Delta E_g = K_r \bar{E}_u \quad (8)$$

Sendo o fator de regularização:

$$K_r = K_1 - K_2 \rho C_v \quad (9)$$

Desprezando a variação do armazenamento para regularização intra-anual, o acréscimo de energia pode ser expresso por:

$$\Delta E_g = \bar{E}_u - (\mu_s - a_s \mu'_s) \rho \sigma_u \quad (10)$$

Que equivale à equação (5) com:

$$\begin{aligned} K_1 &= 1 \\ K_2 &= \mu_s - a_s \mu'_s \end{aligned} \quad (11)$$

A função  $\mu = \mu(\text{Tr}, a)$ , para um tempo de recorrência constante, pode ser aproximada de modo bastante satisfatório por uma curva exponencial do tipo:

$$\mu = \alpha e^{-\beta a} \quad (12)$$

A derivada dessa função é igual a:

$$\mu' = -\alpha \beta e^{-\beta a} \quad (13)$$

Os parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  foram estimados pelo método dos mínimos quadrados para pares de valores de  $\mu$  e  $a$ , com um tempo de recorrência ( $\text{Tr}$ ) constante. Os valores dos parâmetros encontrados no estudo de Fill (1989) para uma distribuição marginal de aflúncias tipo log-normal a 3 parâmetros (LN3) e auto-regressivo de ordem 1 (AR(1)), com assimetria 0,3 e coeficiente de autocorrelação em série 0,25, considerando  $\text{Tr} = 45$  anos, adotado no estudo citado, foram  $\alpha = 1,793$  e  $\beta = 0,533$ .

Usando estes valores, os coeficientes mostrados na equação (3) foram calculados e tabelados para valores diferentes de  $a$ , com base em um valor do coeficiente de regularização intra-anual  $\phi = 0,183$ , determinado por Gomide e Cunha (1981), para o Sistema Sul-Sudeste brasileiro e verificado no presente estudo para o sistema base adotado.

## Avaliação da Confiabilidade do Sistema Interligado

O risco associado ao não atendimento de uma demanda de energia pode ser estimado a partir da teoria estocástica de reservatórios (Gomide, 1986; Fill e Groszewicz, 1987).

No presente trabalho, este risco será quantificado através do conceito de tempo de recorrência ( $\text{Tr}$ ), definido como o valor esperado do intervalo entre duas ocorrências consecutivas de déficit. Gomide (1986) mostrou que o tempo de recorrência para um dado modelo probabilístico das aflúncias (normal, log-normal, etc.) é função de dois parâmetros adimensionais, a energia equivalente ( $\mu$ ) e o armazenamento plurianual equivalente ( $a$ ), dados por:

$$\mu = \frac{(\bar{E} - E_f)}{\sigma} \quad (14)$$

$$a = \frac{A_p}{\sigma} \quad (15)$$

Onde  $E_f$  é a energia firme do sistema (MWmed).

Utilizou-se no presente estudo, como sistema base, o sistema integrado Sul-Sudeste do Brasil, configuração 2001. A série de energias afluentes desse sistema, que foi gentilmente cedida pelo Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza – CEHPAR, apresentou, para a energia afluente média anual, os seguintes parâmetros estatísticos: média = 33.104 MWano/ano; desvio padrão = 7.053 MWano/ano; coeficiente de assimetria = 1,13 e coeficiente de autocorrelação em série = 0,54.

Pode-se perceber que as estatísticas dessa série diferem muito das utilizadas por Fill (1989). Devido a isso, optou-se por construir uma nova relação entre o armazenamento equivalente e o tempo de recorrência, para valores de  $\mu \in 0$ . A determinação do ábaco foi feita em duas etapas, através de simulação computacional. Para isso, inicialmente, foram geradas aflúncias log-normais padronizadas, com as mesmas características estatísticas da série de energias afluentes do sistema base. Posteriormente, as aflúncias geradas foram utilizadas em outra simulação para estimar déficits de armazenamento, que permitiram definir a relação entre tempo de recorrência e os parâmetros  $\mu$  e  $a$ .

**Relação entre armazenamento equivalente (a), energia equivalente (μ) e tempo de recorrência (Tr)**

O programa para a geração das energias afluentes foi elaborado na linguagem *Turbo Pascal for Windows*, versão 7.0. Como resultado, foram gerados 400.000 valores de energia, com média igual a zero e desvio padrão unitário, armazenados em um arquivo de saída. Na geração dos números aleatórios foram utilizadas algumas subrotinas encontradas em Press et al. (1989).

Inicialmente, foi adotada a hipótese básica:

$$Z_t = \frac{\ln(E_t - \xi) - m}{d} \sim N(0,1) \quad (16)$$

Sendo que:

$Z_t$  = variável aleatória normal (0, 1);

$E_t$  = energia afluente no mês t;

$\xi$  = limite inferior das energias afluentes;

$m = E [\ln (E_t - \xi)]$ ;

$d^2 = \text{Var} [\ln (E_t - \xi)]$ .

Sendo  $E(X)$  e  $\text{Var}(X)$ , respectivamente, valor esperado e variância da variável aleatória X.

Assumindo para as afluições anuais um modelo autoregressivo de 1ª ordem AR (1), as variáveis  $Z_t$  podem ser geradas por um modelo markoviano simples:

$$Z_t = \rho Z_{t-1} + \sqrt{1-\rho^2} U_t \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (17)$$

Onde:

$\rho$  = coeficiente de autocorrelação das afluições anuais;

$U_t$  = variável aleatória normal padrão N(0,1) independente de  $Z_t$ ;

$Z_0$  = valor inicial de  $Z_t$ , usualmente igual a zero.

Invertendo a equação (16), resulta:

$$E_t = \exp(Z_t d + m) + \xi \quad (18)$$

Neste caso, os dois primeiros momentos da variável aleatória  $E_t$ , são:

$$\bar{E} = E(E_t) = \exp\left(m + \frac{1}{2} d^2\right) + \xi \quad (19)$$

$$\sigma_E^2 = \text{var}(E_t) = [\exp(2m + d^2)][\exp(d^2) - 1] \quad (20)$$

Define-se a energia afluente padronizada como:

$$e_t = \frac{E_t - \bar{E}}{\sigma_E} \quad (21)$$

Substituindo as equações (18), (19) e (20) na equação (21) e realizando as operações algébricas necessárias, resulta:

$$e_t = \frac{\exp[d(Z_t - d/2)] - 1}{[\exp(d^2) - 1]^{1/2}} \quad (22)$$

A simulação para obter a relação entre  $\mu$ , a e Tr, foi baseada na equação do balanço hídrico, dada por:

$$S_t = S_{t-1} + E_t - E_f \quad (23)$$

Sendo:

$S_t$  = armazenamento no tempo t ( $0 \leq S_t \leq S_{\max}$ );

$S_{t-1}$  = armazenamento no tempo anterior ao tempo t;

$E_t$  = energia afluente no tempo t;

$E_f$  = energia firme.

Ao se dividir todos os membros da equação (23) pelo desvio padrão das energias afluentes  $\sigma$ , tem-se:

$$\frac{S_t}{\sigma} = \frac{S_{t-1}}{\sigma} + \frac{E_t}{\sigma} - \frac{E_f}{\sigma} \quad (24)$$

Fazendo:  $s_t = \frac{S_t}{\sigma}$  e  $E_f = \bar{E} - \sigma\mu$ , resulta:

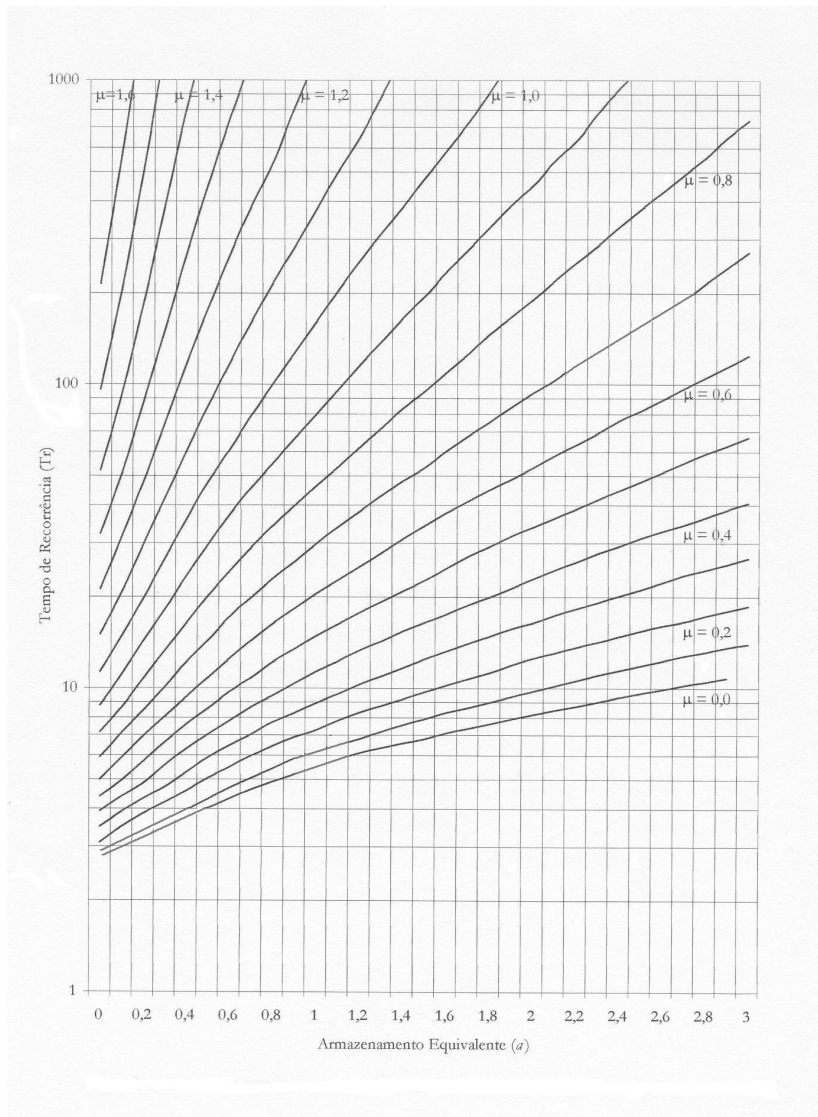
$$s_t = s_{t-1} + \frac{E_t - \bar{E}}{\sigma} + \mu \quad (25)$$

Sendo  $\mu$  a energia equivalente, que é função de Tr e a e depende da natureza da distribuição de afluições.

Substituindo na equação (25) a equação (21), tem-se a equação do balanço hídrico adimensionalizada, dada por:

$$s_t = s_{t-1} + e_t + \mu \quad (26)$$

Na equação (26),  $s_t$  ( $0 \leq s_t \leq a$ ) são as variáveis de estado (armazenamento adimensional), e são



**Figura 1 – Relação entre armazenamento equivalente (a), energia equivalente (μ) e tempo de Recorrência (Tr)**

as energias afluentes padronizadas e  $\mu$  e  $a$  são os parâmetros de entrada.

Os 400.000 números que representam energias afluentes, gerados inicialmente, foram separados em séries de 40 anos, que corresponde à extensão do registro histórico disponível, resultando 10.000 séries. Foi considerado um tempo de estabilização de 20 anos.

Cada série de 40 anos foi simulada pela equação (26), com a condição inicial  $s_0 = a$ . Se, para algum  $t > 20$ , resultava  $s_t < 0$ , a série era considerada deficitária. Sendo  $n$  o número de séries deficitárias,

$m$  a extensão do período e  $N$  o número total de séries, o tempo de recorrência foi estimado como:

$$\frac{1}{Tr} = 1 - \left(1 - \frac{n}{N}\right)^{1/m} \quad (27)$$

No caso,  $m = 20$  (extensão efetiva da série) e  $N = 10.000$  (número de séries). Repetindo o procedimento para diferentes valores de  $a$  e  $\mu$ , obtiveram-se os tempos de retorno, mostrados na Figura 1.

A partir das equações (14) e (15), o valor do armazenamento equivalente ( $a$ ) para o sistema base utilizado é 1,183 (adimensional) e a energia equivalente ( $\mu$ ) é 0,914 (adimensional). Portanto, de acordo com o ábaco da Figura 1, o tempo de recorrência ( $Tr$ ) para o sistema base é de, aproximadamente, 120 anos. Esse valor é, aparentemente, bastante elevado. No entanto, há de se considerar que a energia firme foi obtida pelo método da energia natural, que, normalmente, tende a subestimar o risco de atendimento do sistema, devido ao fato de não levar em conta restrições locais e variações na produtividade das usinas (CANAMBRA, 1969; Fill, 1980). Além disso, detectaram-se, recentemente, uma série de tendências ao estimar as energias afluentes, oriundas de fatores como usos múltiplos da água, evaporação de reservatórios e erros nos parâmetros técnicos das usinas (rendimentos, níveis de água, perdas hidráulicas, etc.) que, em geral, tendem a superestimar consideravelmente a energia afluente ao sistema (Lopes, 2003).

#### Cálculo das Energias Asseguradas das PCHs

Selecionaram-se para o presente estudo quatorze locais de PCHs, sendo nove locais de usinas realmente existentes ou projetadas e cinco locais relativos a usinas hipotéticas. Os locais analisados situam-se nas Regiões Sul (Paraná e Santa Catarina), Sudeste (Minas Gerais e São Paulo) e Centro-Oeste (Mato Grosso) do Brasil e em várias bacias hidrográficas. A seleção dos locais obedeceu ao critério de se ter uma distribuição razoavelmente uniforme sobre as principais bacias do Sul e Sudeste do Brasil. A Tabela 1 lista os locais analisados juntamente com suas principais características.

Como a resolução n° 169 (ANEEL, 2001) estabelece que o período hidrológico para a definição da energia assegurada é de 30 anos, analisaram-se os resultados da metodologia da ANEEL para vários períodos de 30 anos, extraídos de um histórico de 50 anos disponível nos locais estudados. Para a aplicação da metodologia proposta pela ANA (BRASIL, 2002) utilizou-se o período crítico correspondente ao subsistema Sul-Sudeste / Centro-Oeste, configuração 2001 (sistema base). Determinou-se o período crítico simulando-se o sistema sobre o período histórico, usando o Método da Energia Natural (CANAMBRA, 1969; Fill, 1980). As séries de energias naturais afluentes e a energia armazenada máxima foram calculadas pelo Operador Nacional do Siste-

ma Elétrico – ONS – e cedidas para esta pesquisa pelo CEHPAR.

Esta simulação resultou em um período crítico de 55 meses, de maio de 1952 até novembro de 1956. Vale a pena mencionar que, ao simular o sistema detalhadamente, considerando restrições locais e de transmissão, resulta um período crítico maior, de 90 meses, de junho de 1949 até novembro de 1956, adotado pelo ONS (Bajay, 2002).

Na seqüência, foram calculadas as médias das séries de vazões médias mensais censuradas na potência instalada para cada um dos locais analisados. Essas médias, no caso do método proposto pela ANEEL, abrangeram períodos de 30 anos do histórico e, no caso do método proposto pela ANA, cobriam apenas o período crítico do sistema.

A análise do acréscimo de energia feita através do método proposto por Fill (1989), foi feita para as mesmas usinas, para tempos de recorrência de 120 e 50 anos. Também foi analisado o caso de considerar ou não o efeito da regularização intra-anual. O tempo de retorno de 50 anos corresponde a um risco de 50% ao longo de um período de 40 anos, relativo a duração do registro histórico disponível.

Uma comparação direta entre as energias asseguradas calculadas pelos métodos propostos pela ANA e pela ANEEL foi apresentada recentemente em outro artigo (Fill et al., 2003).

## RESULTADOS

A Tabela 2 apresenta as energias asseguradas calculadas através dos métodos propostos pela ANEEL e pela ANA, e o acréscimo de energia calculado pelo método proposto por Fill (1989), para os locais de estudo.

Na Tabela 2, o valor da estimativa da energia assegurada pelo método da ANEEL corresponde ao máximo dos três períodos de 30 anos analisados. Isso porque se acredita que o eventual proprietário, interessado em maximizar o benefício de seu empreendimento, irá fornecer à ANEEL a série de vazões que, atendendo ao requisito de ter no mínimo 30 anos, resulte no maior valor para a energia assegurada.

Os valores dos coeficientes  $K_1$  e  $K_2$ , calculados conforme as equações (3) e (11), considerando ou não o aumento no armazenamento, necessário à regularização intra-anual, encontram-se na Tabela 3.

**Tabela 1 – Locais Analisados no Estudo**

PCH	Potência (MW)	Queda bruta (m)	Área de drenagem da usina (km <sup>2</sup> )	Rio	Bacia hidrográfica	Estado
Cajuru	7,20	20,5	2230	Pará	São Francisco	MG
Pai Joaquim	23,00	16,1	3610	Araguari	Paraná	MG
Santana do Jacaré	3,50	25,0	1469	Jacaré	Paraná	MG
Inferno	30,00 <sup>1</sup>	43,0	6100	das Mortes	Paraná	MG
Cachoeira da Fumaça	3,20	14,0	1010	Ingaí	Paraná	MG
Salto Grande	4,55	10,0	2062	Atibaia	Paraná	SP
Alto Jauru	20,02	45,0	1590	Jauru	Paraná	MT
Caveiras	3,9	29,4	1128	Caveiras	Uruguai	SC
Salto Caiacanga	9,5	13,7	3450	Iguaçu	Paraná	PR
PCH 01 <sup>2</sup>	3,0	14,6	585	da Várzea	Paraná	PR
PCH 02 <sup>2</sup>	20,0	23,7	3800	Marombas	Uruguai	SC
PCH 03 <sup>2</sup>	8,0	87,9	392	Turvo	Atl. Sul / Sudeste	PR
PCH 04 <sup>2</sup>	10,0	29,7	1774	Itajaí do Sul	Atl. Sul / Sudeste	SC
PCH 05 <sup>2</sup>	15,0	45,1	1042	Tijucas	Atl. Sul / Sudeste	SC

OBS.:

1 – Potência real da usina: 48,9 MW;

2 – Usina hipotética.

**Tabela 2 – Energias Asseguradas (MWmédio)**

PCH	Região	Metodologias Propostas		Metodologia de FILL			
				Considerando regularização intra-anual		Sem considerar regularização intra-anual	
		ANA	ANEEL	T = 120 anos	T = 50 anos	T = 120 anos	T = 50 anos
Cajuru	Sudeste	3,93	4,77	3,89	3,95	4,10	4,17
Pai Joaquim		6,64	10,52	7,75	7,95	8,16	8,38
Santana do Jacaré		3,23	3,00	2,77	2,78	2,92	2,94
Inferno		21,94	25,64	22,75	22,92	23,97	24,18
Cachoeira da Fumaça		1,41	1,96	1,49	1,52	1,57	1,61
Salto Grande		1,54	2,40	1,98	1,99	2,09	2,10
Alto Jauru	Centro – Oeste	13,28	14,18	12,88	12,89	13,57	13,60
Caveiras	Sul	3,49	3,58	3,17	3,18	3,33	3,36
Salto Caiacanga		5,62	6,25	4,58	4,71	4,83	4,97
PCH 01		1,22	1,37	0,97	1,00	1,02	1,06
PCH 02		11,82	13,78	9,62	9,88	10,14	10,43
PCH 03		4,32	5,40	3,79	3,89	3,99	4,11
PCH 04		5,85	6,40	4,81	4,92	5,08	5,19
PCH 05	6,57	8,70	5,94	6,13	6,25	6,47	



Tabela 3 – Valores dos Coeficientes  $K_1$  E  $K_2$

Coeficiente	Considerando regularização intra-anual		Sem considerar regularização intra-anual	
	Tr=120 anos	Tr=50 anos	Tr=120 anos	Tr=50 anos
$K_1$	0,949	0,948	1,000	1,000
$K_2$	1,243	1,091	1,310	1,151

O coeficiente  $K_3$  não é relevante no caso, porque todo o estudo foi baseado em valores médios anuais da energia afluyente. As Figuras 2 e 3 comparam os valores da energia assegurada pelo método proposto por Fill (1989), para  $Tr = 120$  anos, com os calculados pelos critérios da ANA e ANEEL, respectivamente. Observa-se que os valores calculados pela metodologia da ANA se ajustam muito bem aos valores da energia garantida para  $Tr = 120$  anos. Por outro lado, os valores calculados pela metodologia da ANEEL levam a valores significativamente superiores aos da energia garantida.

As retas de regressão ajustadas aos dados são:

$$E_{g120} = 1,06E_{ANA} - 0,37 + \varepsilon \quad (28)$$

com  $\varepsilon \sim N(0; 0,82^2)$ , e

$$E_{g120} = 0,90E_{ANEEL} - 0,49 + \varepsilon \quad (29)$$

com  $\varepsilon \sim N(0; 0,77^2)$ .

Foi ainda testada a hipótese  $\beta = 1$  (isto é, a igualdade estatística dos estimadores da energia garantida) através do teste t de Student, recomendado para inferência estatística na regressão simples (Johnston, 1984).

Conclui-se que o coeficiente de regressão da equação (28) não é significativamente diferente da unidade ( $p = 80\%$ ), enquanto que, no caso da equação (29), rejeita-se a hipótese  $\beta = 1$ , ao nível de 98%.

Isso significa que a energia assegurada determinada pelo critério da ANA apresenta um nível de confiabilidade igual ao da energia firme do sistema, avaliado pelo critério de Fill (1989), como era esperado. A metodologia da ANEEL proporciona valores de energia assegurada cerca de 11% superiores aos da energia garantida, com confiabilidade igual à energia firme do sistema.

Também é importante ressaltar que a adoção de um tempo de recorrência de 50 anos, que corresponde, aproximadamente, a um risco anual

marginal de 5%, adotado pela ELETROBRÁS no planejamento da expansão do sistema (CEHPAR, 1987), resulta em energias garantidas não muito diferentes, como pode ser visto na Tabela 2. A diferença entre as energias garantidas para tempos de recorrência de 50 e 120 anos, situa-se em média em 2,0%, com um máximo de 3,2%. Por outro lado, a influência do armazenamento intra-anual nas análises, conduz a diferenças sistemáticas da ordem de 5,0% a 5,5%, com pouca variação entre as usinas individuais.

Cumprе observar que o risco de déficit de um sistema depende, além do tempo de recorrência, do período considerado. Se considerarmos apenas um ano, o tempo de recorrência corresponde ao inverso da probabilidade de déficit naquele ano, dado que, até então, não houve déficit. Para horizontes de planejamento maiores, os riscos de déficit aumentam, como mostra a Tabela 4 e como pode ser inferido pela equação (27).

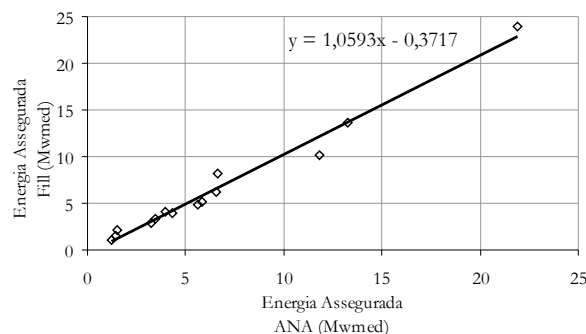


Figura 2 – Comparação Entre Energia Assegurada Pelo Critério da ANA e Energia Garantida, Para  $Tr = 120$  Anos.

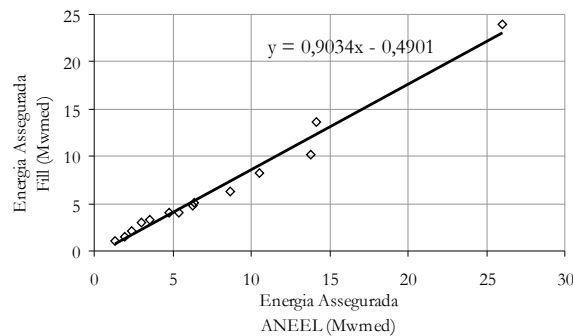


Figura 3 – Comparação Entre Energia Assegurada Pelo Critério da ANEEL e Energia Garantida, Para  $Tr = 120$  Anos.

**Tabela 4 – Risco de Déficit em Função do Tempo de Recorrência e dos Períodos Considerados**

Período (anos)		5	10	20	30	50
Tr=120	Risco de	4%	8%	15%	22%	34%
Tr=50	déficit	10%	18%	33%	45%	64%

## CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Percebe-se pelos resultados apresentados que a metodologia proposta pela ANA leva a valores de energia assegurada compatíveis com a energia garantida, para tempos de recorrência da mesma ordem que o do sistema. Isto significa que, atribuir a uma PCH a energia assegurada calculada pelo critério da ANA, mantém a confiabilidade do sistema estável. Por outro lado, a metodologia da ANEEL, claramente, conduz a uma energia assegurada significativamente superior a energia garantida incremental, nos níveis de confiabilidade do sistema. Dessa forma, esse critério tende a reduzir a confiabilidade do sistema, principalmente quando a participação das PCHs se tornar mais importante. Também, a metodologia da ANEEL atribui às PCHs uma participação proporcionalmente maior no montante da geração hidráulica do que ocorre com as hidrelétricas convencionais participantes do sistema interligado.

A incerteza dos resultados das simulações resulta de três fontes distintas:

- Erro amostral, que pode ser estimado a partir número de séries sintéticas usadas;
- Erro do modelo, resultante das simplificações comentadas na descrição da metodologia e cujo valor é difícil de quantificar. Fill (1979) comparou simulações baseadas no método da energia natural em simulações individualizadas, obtendo erros da ordem de 5%;
- Erros advindos dos dados básicos utilizados (vazões) e que também são difíceis de quantificar, pois resultam de uma grande variedade de fatores.

Recomenda-se a revisão do critério de cálculo da energia assegurada expresso na Resolução n° 169 (ANEEL, 2001), pois não reflete a contribuição efetiva das usinas no suprimento sustentado do sistema. Por outro lado, dado o fato da escassez de informações hidrológicas na maioria dos locais viáveis para a implantação de PCHs, fica evidente a

necessidade de regionalizar os parâmetros estatísticos das séries de vazões censuradas. Isso implica na necessidade de considerável esforço de pesquisa, seja para gerar séries sintéticas de vazões com parâmetros regionalizados, seja para regionalizar diretamente as variáveis de entrada à fórmula analítica de Fill (1989).

Por outro lado, também, há de se considerar o fato da maioria das PCHs ser usinas a fio d'água, sem uma capacidade de regularização acima da escala diária, o que implica na necessidade de se efetuar a censura das vazões em nível diário. Isso foi recentemente demonstrado por Fill et al. (2003) e torna mais complexo o problema da regionalização (Bicca, 2003).

Recomenda-se, portanto, a implementação de projetos de pesquisa visando o desenvolvimento de técnicas de regionalização, preferencialmente na escala diária, para permitir que avaliações precisas da energia garantida de PCHs possam ser realizadas também em locais sem disponibilidade de dados hidrológicos. Enquanto não for resolvida essa questão, poder-se-ia resolver o problema da energia garantida das PCHs através do uso do fator de regularização (equação 8), determinado para locais hidrológicamente similares.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq, uma entidade do governo brasileiro voltada ao desenvolvimento científico e tecnológico, e ao Fundo Setorial de Energia – CT-ENERG, pela concessão do apoio financeiro que possibilitou a realização do presente trabalho, inserido em um projeto de pesquisa denominado “Metodologia para Avaliação da Contribuição Energética de Pequenas Centrais Hidrelétricas a Fio d'Água”. Agradecem, ainda, ao Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC, através do Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza – CEHPAR, pelo fornecimento de dados que possibilitaram a realização da presente pesquisa.

## REFERÊNCIAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução n. 169, de 03 de maio de 2001. Estabelece critérios para utilização do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente. *Diário*

- Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, 04 mai 2001, sec. 1, v. 139, n. 86, p. 104.
- BRASIL. CGSE – Câmara de Gestão do Setor Elétrico (2002). *Propostas de metodologia de cálculo de energia assegurada de usinas hidrelétricas e para o mecanismo de realocação de energia – MRE*. GT 11+28. Proposta da ANA. Brasília, 11 jun. 2002.
- BAJAY, S. V. (Coord.) (2002). *Avaliação da metodologia de cálculo da energia assegurada de usinas hidrelétricas*. Brasília: Ministério de Minas e Energia. 22p. Relatório técnico.
- BICCA, F. J. *Estimativa de parâmetros estatísticos de vazões médias anuais censuradas em nível diário no contexto de pequenas centrais hidrelétricas*. Curitiba, 2003. 126 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.
- CANAMBRA ENGINEERING CONSULTANTS (1969). *Power Study of South Brazil*. App. 17, Curitiba, PR.
- CEHPAR – Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza (1987). Projeto HG-60. *Consultoria em estudos energéticos e PCH – Modelo simplificado de avaliação de risco – MSAR – Comparação com um modelo de simulação com séries sintéticas a subsistemas equivalentes (MSSSE)*. Curitiba. v. 1.
- FILL, H. D. (1979). *Estudos energéticos*. Revista Paranaense de Desenvolvimento, 6., p. 27-60, Curitiba, PR.
- FILL, H. D. (1980). *O método da energia natural como técnica de simulação em estudos energéticos*. Revista Técnica do Instituto de Engenharia do Paraná, 20, p.38-44, Curitiba, PR.
- FILL, H. D. (1989). *Avaliação analítica da energia garantida incremental de uma usina hidrelétrica*. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 8., Foz do Iguaçu, PR. Anais. São Paulo: ABRH. p. 122-129.
- FILL, H. D.; CHELLA, M. R.; MINE, M. R. M.; KAVISKI, E.; FREITAS, C. (2003). *Comparação de dois critérios para avaliação da energia assegurada de uma PCH*. In: ENCONTRO LATINO-AMERICANO E DO CARIBE EM PEQUENOS APROVEITAMENTOS HIDROENERGÉTICOS, 10., Poços de Caldas, MG. Anais. Itajubá: UNIFEI, p. 319-324.
- FILL, H. D.; FREITAS, C.; KAVISKI, E.; CHELLA, M. R.; MINE, M. R. M. (2003). *Comparação dos parâmetros estatísticos de séries de vazões censuradas em nível mensal e diário – aplicação para pequenas centrais hidrelétricas*. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 15., Curitiba, PR. Anais. São Paulo: ABRH, s.n.
- FILL, H. D.; GROSZEWICZ, R. (1987). *Validação de um modelo simplificado de avaliação de risco*. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 7., Salvador, BA. Anais. São Paulo: ABRH. p. 354-369.
- FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. A. F. (1990). *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*. Rio de Janeiro: Editora Universitária – Universidade Federal Fluminense.
- GOMIDE, F. L. S.; CUNHA, L. M. (1981). *Dimensionamento de reservatórios para regularização de vazões*. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE HIDROLOGIA E RECURSOS HÍDRICOS, 4., Fortaleza, CE. Anais. São Paulo: ABRH. p. 308-319.
- GOMIDE, F. L. S. (1986). *Teoria estocástica dos reservatórios aplicada ao planejamento de sistemas hidrelétricos*. Curitiba: 1986. paginação irregular. Tese (Títular), Departamento de Hidráulica e Saneamento, Universidade Federal do Paraná.
- JOHNSTON, J. (1984). *Econometric Methods*. 3. USA: McGraw-Hill.
- LOPES, J. E. G. (2003). *Operação do sistema hidrelétrico brasileiro*. In: BARROS, M. T. L., Ed. WORKSHOP OPERAÇÃO DO SISTEMA HIDROENERGÉTICO BRASILEIRO, 2., São Paulo. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, p. 8-13
- PRESS, W. H., FLANNERY, B. R., TEUKOLSKY, S., VETTERLING, W. T. (1989). *Numerical Recipes in Pascal: the art of scientific computing*. Cambridge: University Press. Cambridge.

### **Evaluation of Two Criteria to Calculate Assured Energy in an SHP**

#### **ABSTRACT**

*The Brazilian Energy Regulatory Agency – ANEEL proposed that the so-called assured energy of small hydro plants – SHP should be obtained by computing the 30-year long term average of the mean monthly flows censored by the flow corresponding to the maximum plant capacity. The Water Resources Agency – ANA proposed to use the incremental firm energy of the system as the assured energy. In small run-of-river plants, as is the case of most SHPs, this is the equivalent of using the average of the censored plant flows over the system critical period, multiplied by plan productivity (kW/m<sup>3</sup>/s). The evaluation of both ANEEL's method and ANA's method is performed by applying these methods to 14 SHP and comparing the results to the guaranteed energy of the analytical method proposed by Fill (1989) for the reliabilities corresponding to return periods of 120 and 50 years. The values of the assured energy obtained by ANA's method are consistent with the incremental guaranteed energy maintaining system reliability. However values computed by ANEEL's method are systematically higher and therefore result in a loss of system reliability.*

*Key-words: SHP, assured energy, reliability.*