

Assunto: Regulamentação do uso do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE para centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente.

## I - INTRODUÇÃO

O Decreto nº 3.653, de 7 de novembro de 2000, alterou os artigos 20 e 21 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, retirando a obrigatoriedade do despacho centralizado para que centrais hidrelétricas pudessem participar do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

O MRE teve sua concepção baseada em um mecanismo de compensação dos geradores, quando existem vários proprietários de ativos em uma mesma bacia. Neste caso, deve existir uma coordenação para a otimização da operação da bacia e, conseqüentemente uma compensação que garanta um fluxo de caixa previsível. Desta forma, deveria se ter um MRE para cada bacia hidrográfica, contudo optou-se por fazer um mecanismo de contabilização e liquidação nacional. Quando o MRE foi expandido para um nível nacional, agregou-se o efeito de diversidade hidrológica, que no caso da aplicação por bacia não seria preponderante, contudo hoje agrega uma capacidade adicional considerável. Desta forma o MRE não apenas é um mecanismo de compensação pelo efeito de otimização do uso da água na cascata, mas funcional com um instrumento de “hedge” hidrológico.

Logo, a alteração realizada no Decreto nº 2.655, corrige um problema que já estava sendo levantado ultimamente: com cerca de 98% da capacidade hidrelétrica dentro do MRE não existia liquidez para a criação de um novo mecanismo de proteção hidrológica. Por outro lado a incerteza quanto ao fluxo de caixa dos empreendimentos dificultava a obtenção de financiamento, uma vez que os bancos questionavam a possibilidade de variação hidrológica. O artigo 3º do Decreto nº 3.653 definiu que a ANEEL deveria estabelecer a regulamentação necessária para a aplicação do Decreto.

Uma das questões para regulamentação do uso do MRE é a definição da Energia Assegurada associada aos aproveitamentos. No caso dos empreendimentos que serão despachados centralizadamente o próprio modelo de programação de operação de longo prazo (NEWAVE) permite que seja definida a parcela de energia assegurada vinculada a cada empreendimentos de geração hidrelétrica. Contudo, para os aproveitamentos não despachados centralizadamente, tanto pelo número de centrais quanto pelo seu tamanho a introdução destes no Modelo apresentaria dificuldades tanto de caráter prático quanto a precisão dos resultados obtidos dentro do processo de reservatório equivalente.

Portanto, o objetivo desta nota técnica é comparar possíveis metodologias para a definição da energia assegurada de centrais não despachadas centralizadamente além de fornecer subsídios técnicos para a minuta de Resolução que regulamenta a aplicação do MRE para as referidas centrais.

A elaboração desse documento foi fundamentada na Nota Técnica nº04/2000 – ASSESSORIA/ANEEL constante do Processo nº 48500.008216/00-28. Foram também consultados o estudo desenvolvido pela PSR Consultoria intitulado: “Cálculo de Certificados de Energia Assegurada”, e os manuais do programa computacional NEWAVE, desenvolvidos pelo CEPEL.

## **II – DEFINIÇÃO DA ENERGIA ASSEGURADA PARA CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NÃO DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE**

Neste item busca-se mostrar não apenas a solução adotada na minuta de resolução apresentada, mas todas as opções factíveis, apontando suas virtudes e problemas.

Inicialmente é descrito o mecanismo atual para definição da energia assegurada no caso das centrais de grande porte, com a utilização de conceitos probabilísticos, e os problemas na adoção desta alternativa para centrais não despachadas centralizadamente. Na seqüência mostra-se a possibilidade de utilização de um programa específico para determinação da energia assegurada, com as mesmas premissas utilizadas na definição das centrais de grande porte, com algumas simplificações.

Como terceira alternativa é utilizado o conceito determinístico, denominado energia firme, com uma adaptação para garantir o equilíbrio entre os períodos secos e úmidos no horizonte de análise. Esta alternativa foi denominada de energia média do período crítico de ciclo completo. Como alternativa prática, com vistas a resolver problemas associados à definição do período crítico para cada submercado, e considerando análises estatísticas para centrais de pequeno e grande porte, definiu-se uma correlação entre a energia média do período crítico e a energia média de longo termo, adotando um percentual desta última como facilitador tanto para os empreendedores quanto para o próprio órgão regulador.

Em uma última análise, considerar-se-á como energia assegurada da central a média gerada pela série de vazões naturais fornecidas pelo Agente Responsável, levando em conta a indisponibilidade e a potência instalada.

### **II.1 – Utilização do programa NEWAVE**

Para a definição da energia assegurada das centrais hidrelétricas despachadas centralizadamente vem sendo utilizado o programa computacional NEWAVE, que é um modelo de planejamento da operação a médio prazo de subsistemas hidrotérmicos interligados, que trabalha no horizonte de cinco anos discretizados em períodos mensais. A técnica de otimização utilizada pelo modelo é a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que objetiva definir o planejamento ótimo para a utilização dos recursos hidráulicos e térmicos na operação do sistema mês a mês, baseado em um comportamento probabilístico das afluências. O valor da geração hidrelétrica é determinado pelo valor da geração térmica que se poderia substituir no futuro, ou seja, o valor da água está intrinsecamente ligado ao custo de operação termelétrica. O referido modelo computacional é utilizado atualmente pelo MAE (para o cálculo do preço “spot”) e pelo ONS (para o despacho hidrotérmico do sistema interligado).

O sistema elétrico brasileiro possui cerca de 70 reservatórios, o que gera uma quantidade de estados intratável para o procedimento de otimização computacional, em consequência disto estabeleceu-se o uso de um reservatório agregado equivalente, que apresenta uma agregação dos aproveitamentos e afluências do sistema. Neste modelo, o parque gerador hidroelétrico de cada região é representado por um reservatório equivalente de energia, com as seguintes características:

- Capacidade de armazenamento é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do submercado de acordo com a política de operação estabelecida;
- Energia total afluyente equivale ao somatório da energia controlável e energia a fio d’água;

O modelo NEWAVE representa o sistema brasileiro em quatro reservatórios equivalentes interligados pela rede básica de transmissão, como ilustrado pela figura abaixo:

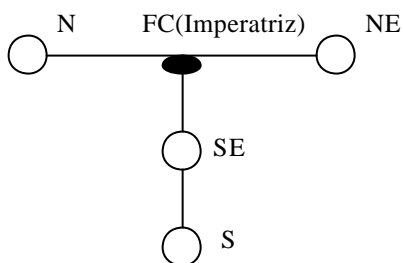


FIGURA 1 – REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO

Os estados do sistema são compostos pelas informações referentes aos níveis de armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica, representada pelas afluências aos reservatórios dos meses anteriores.

Para o cálculo da energia assegurada das centrais de geração do sistema interligado, o programa NEWAVE trabalha com as seguintes premissas:

- Mercado constante no horizonte de análise;
- Configuração estática do parque gerador, desconsiderando a expansão da geração do ano de estudo em diante;
- Tratamento da energia proveniente de pequenos aproveitamentos (PCH) como redução da carga do submercado onde esta se localiza.

Considerando as premissas supracitadas e as bases de dados de vazão afluente e das características técnico-operativas das centrais de geração, o NEWAVE avalia o percentual das 2000 séries sintéticas que não atendem o mercado estabelecido. Caso o número de séries que não atendem ao mercado seja maior que 100 (5% de 2000) o mercado é ajustado até que se alcance o atendimento deste em 95% das séries. A energia média gerada, pelas séries que atendem ao mercado, é denominada a energia garantida do mesmo, sendo que 95% desse valor é a energia assegurada do submercado.

Após a obtenção da energia assegurada por submercado procede-se a alocação nas centrais de geração hidrelétrica ponderado-se pela energia firme individual de cada empreendimento. Atualmente a energia assegurada do sistema brasileiro é 5,4% maior que a energia firme do mesmo.

Contudo, para os aproveitamentos não despachados centralizadamente, tanto pelo número de centrais quanto pelo seu tamanho, a introdução destes no NEWAVE apresentaria dificuldades tanto de caráter prático quanto no que se refere a precisão dos resultados obtidos dentro do processo de reservatório equivalente. Como exemplos podem ser citados os seguintes casos simulados com o NEWAVE para o desenvolvimento deste estudo:

- A retirada da central hidrelétrica de Camargos ( 48 MW) do caso padrão não alterou o montante de energia gerada no submercado;
- A antecipação da entrada em operação comercial da primeira máquina (63,5 MW) da central hidrelétrica de Corumbá IV de 2005 para 2002, não alterou a energia gerada no submercado em questão.

## II.2 – Elaboração de programa específico para simulação individualizada de centrais

Como descrito no item anterior, a introdução de centrais não despachadas centralizadamente no NEWAVE apresenta algumas dificuldades, contudo montou-se um modelo para simulação individualizada de centrais, utilizando os mesmos princípios do NEWAVE, com algumas simplificações. O programa em questão utiliza 2.000 séries sintéticas geradas a partir do histórico de vazões por meio do método de Monte Carlo, definindo os fatores de autocorrelação para a série desejada e adicionando um erro  $\xi$  por sorteio, tendo então a seguinte formulação básica:

$$q_s(t) = a \cdot q_H(t) + b + e \quad (1)$$

onde,

$q_s(t)$  – vazão sintética no instante  $t$ ;

$q_H(t)$  – vazão histórica no instante  $t$ ;

$\xi$  – erro ou ruído.

Os fatores  $a$  e  $b$  podem ser calculados com base na distribuição de vazões históricas no posto de interesse.

Apesar da introdução do conceito acima, compatível com o NEWAVE, deve-se lembrar que a utilização de séries sintéticas somente faz sentido para centrais com regularização pois o gerador de séries sintéticas utiliza a “semente” do histórico, mantendo desta forma as características estatísticas (média e desvio padrão) nas séries geradas. Sem regularização, a diferença entre os valores de média gerada com base no histórico e os valores médios das 2.000 séries geradas será nula, e a energia garantida terá o mesmo comportamento exceto pelos 5% das séries retiradas do universo.

A inexistência da definição das políticas de operação, assim como a fixação de um mercado, de maneira similar à situação padrão das grandes centrais não representa um erro fatal na metodologia, uma vez que na sua grande maioria as PCHs estão localizadas nas cabeceiras das bacias sem vazão incremental de montante, portanto, sem energia controlável. Quanto ao mercado a participação da PCH, no âmbito dos sistemas interligados, será sempre marginal por maior que seja o avanço desta fonte de energia.

Em analogia com o modelo adotado pelo setor elétrico pode-se imaginar um requisito mercado com apenas um patamar de demanda, bem superior a geração da PCH, conforme figura 1. A partir deste ponto fixa-se um valor para  $P_t$  – que é a capacidade de geração térmica – dado um mercado constante  $M$ , caso a complementação necessária térmica seja superior a esse valor máximo, o mercado não é atendido. A fim de verificar o tamanho de térmica necessário faz-se uma excursão com o valor de  $P_t$ , desde 0 até um  $P_{t_{max}}$ , e para cada valor sorteia-se 2.000 séries, até que 5% delas não satisfaçam o mercado. As séries que não atendem ao mercado são retiradas, não sendo utilizadas para o cálculo da energia média gerada. Para cada conjunto de série calcula-se a energia média gerada e ao final, calcula-se a média das médias que é análoga a energia garantida dos sistemas interligados. A energia assegurada será 95% desta energia garantida.

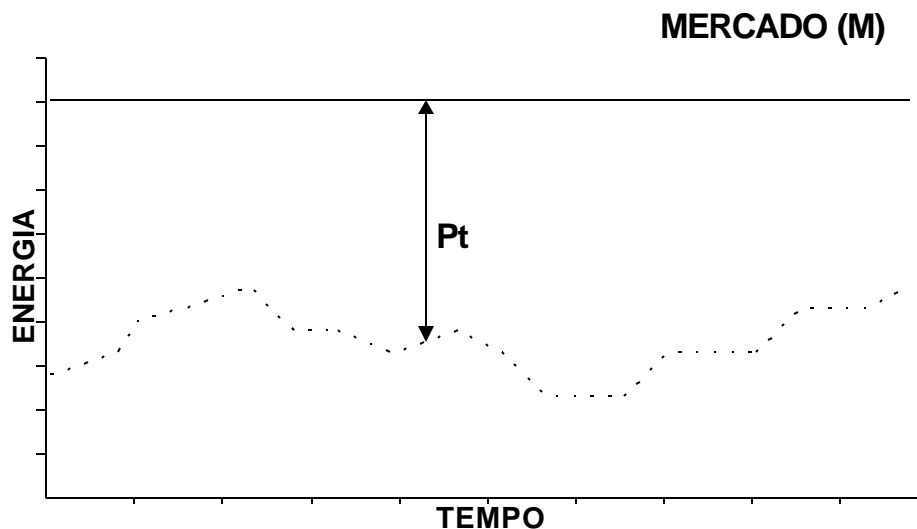


FIGURA 1 – GERAÇÃO E COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA PARA ATENDIMENTO AO MERCADO

A figura 2 mostra uma simulação realizada para um conjunto de centrais, totalizando 175 MW de potência instalada, para este conjunto o resultado obtido foi de uma energia assegurada de aproximadamente 100 MW<sub>médios</sub>.

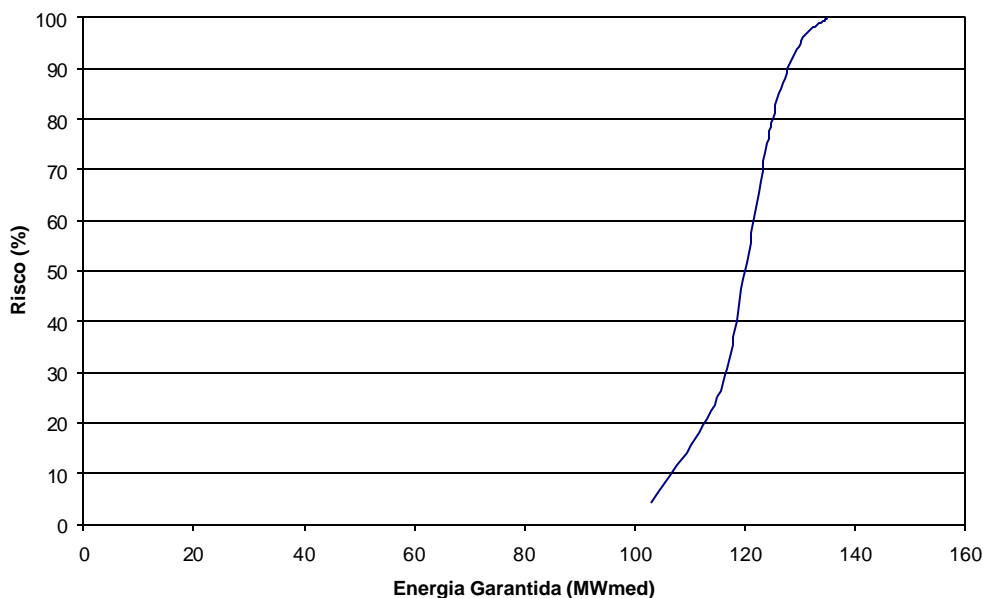


FIGURA 2 – AVALIAÇÃO DA ENERGIA GARANTIDA DE UM CONJUNTO DE CENTRAIS

O modelo descrito acima mantém uma estreita correlação com o NEWAVE, contudo apresenta uma complexidade, tanto nos aspectos de regulamentação quanto na necessidade de calibração de cada série sintética a ser utilizada. A eliminação das séries sintéticas implica em erros mínimos para os cálculos, conforme mostrado anteriormente, uma vez que serão mantidas as características estatísticas do histórico (média e desvio padrão). Contudo, a eliminação do mecanismo de geração de séries sintéticas retira do modelo uma das características que justifica a sua existência a utilização de variáveis probabilísticas, ao invés de determinísticas (série hidrológica de vazões).

### II.3 – Energia média do Período Crítico de Ciclo Completo

Com a retirada do conceito probabilístico, deve-se considerar a possibilidade de utilização do conceito determinístico que existia antes da energia garantida, a chamada “Energia Firme” que é definida como o valor médio que a usina é capaz de gerar ao longo do período crítico do sistema. Entende-se por período crítico aquele que vai, em um estudo de regularização total do instante em que o reservatório está totalmente cheio até o instante que o mesmo está totalmente vazio, sem reenchimentos totais intermediários conforme ilustrado na Figura 3, onde utilizou-se o diagrama de Rippl modificado.

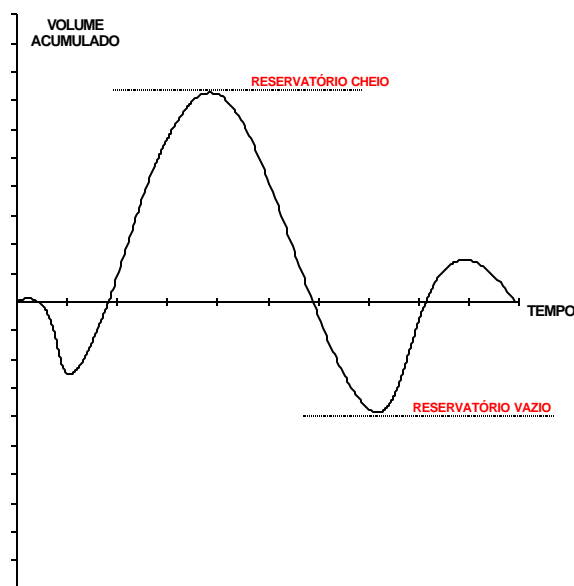


FIGURA 3 – DIAGRAMA DE RIPPL MODIFICADO PARA DEFINIÇÃO DO PERÍODO CRÍTICO

Algumas considerações precisam ser feitas a respeito dessa definição. Primeiramente, o período crítico se inicia no mês imediatamente posterior aquele correspondente ao reservatório cheio. Observando a figura 4, vê-se que a vazão do primeiro mês corresponderá ao volume total acumulado no instante 1 e não no instante zero. Assim, a vazão do mês “a-1”, n o ano “K”. é ainda superior à vazão média, e só a partir do mês “a”, do ano “K”, é que a vazão será inferior à média, esvaziando o reservatório. Observando, agora, o final do reservatório, vê-se que, ao contrário do primeiro, o ponto de reservatório vazio corresponde, de fato, ao instante onde se encerra o período crítico (mês “b” do ano “L”). Isto porque a vazão “b”, do ano “L”, é inferior à média, mas a vazão do mês seguinte já não o será. Então, em termos matemáticos, o período crítico corresponde ao intervalo fechado  $[a/K, b/L]$ .

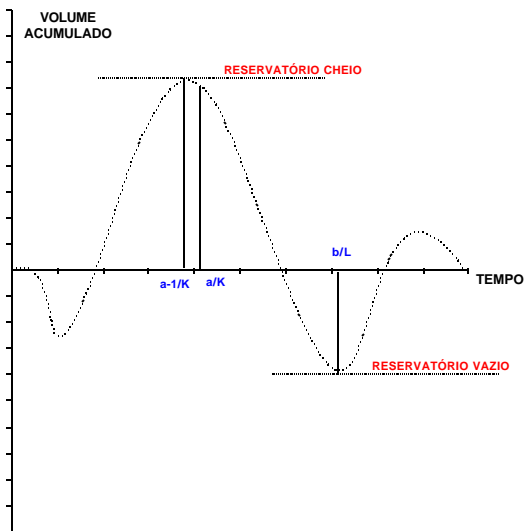


FIGURA 4 – DETALHAMENTO DOS PONTOS DE INTERESSE

O segundo ponto a se observar é mostrado na figura 5, onde o ponto de “reservatório vazio” (d/N) ocorre antes do ponto “reservatório cheio” (a-1/K). Existe nesse caso duas hidrologias críticas. A primeira corresponde ao intervalo fechado [c/M, d/N] e a outra ao intervalo fechado [a/K, b/L]

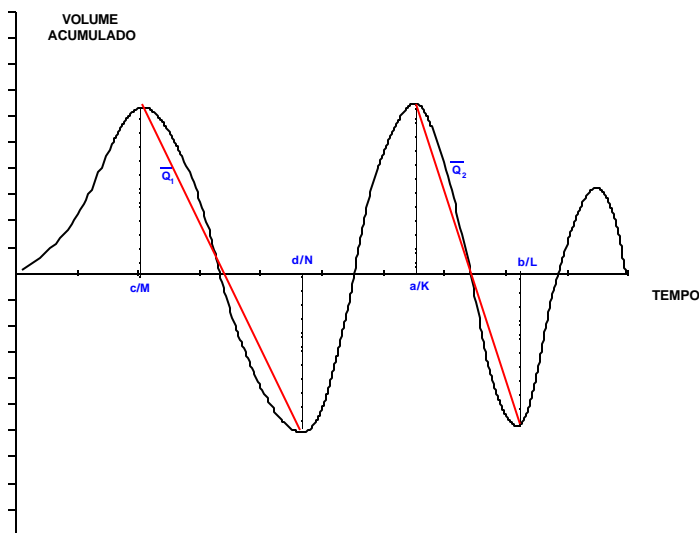


FIGURA 5 – EXISTÊNCIA DE DUAS HIDROLOGIAS CRÍTICAS

Para se definir qual a hidrologia mais crítica, correspondendo assim ao período crítico, é razoável procurar aquele que apresenta a menor vazão média. Assim, a vazão média do período (Q1) é dada por (2) e a vazão média do segundo (Q2) é dada por (3), bastando escolher a menor para definir o período crítico.

$$Q1 = Q + [VA(c-1/M) - VA(d/N)] / \lambda t(d/N, c-1/M) \tag{2}$$

$$Q2 = Q + [VA(a-1/K) - VA(b/L)] / \lambda t(b/L, a-1/K) \tag{3}$$

Onde: Qa - vazão média de todo histórico;  
Q1 - vazão média do primeiro período crítico;  
Q2 - vazão média do segundo período crítico;  
VA(x) - volume total acumulado no instante genérico x;  
 $\lambda t(x,y)$  - diferença de tempo entre os instantes genéricos x e y.

Até este ponto todas as considerações cabem igualmente para as pequenas, médias e grandes centrais. No entanto, existe uma peculiaridade no planejamento das PCHs, que também é cabível para as médias centrais: os estudos energéticos dessas centrais utilizam-se de curvas de duração de vazão. Ora, não se pode esquecer que a curva de duração é uma representação estatística de um ciclo hidrológico ou, caso se queira, de estações. Desta forma para se manter uma coerência estatística propõe-se o conceito de período crítico de ciclo completo (PCCC).

Desta forma, evoluiu-se para o conceito de Período Crítico de Ciclo Completo que é aquele que diferentemente do período crítico, compreende um número de meses múltiplo de doze, resultando em um número inteiro de anos; garantindo dessa forma o mesmo número de períodos secos e úmidos. O período crítico de ciclo completo terá que começar, ou terminar, junto com o período crítico, tendo uma duração correspondente a um número inteiro de anos. Em seqüências hidrológicas que possuam, aparentemente, dois ou mais períodos críticos, considera-se como verdadeiro aquele que possuir a menor vazão média. Dentro dessa premissa existem quatro possibilidades de Período Crítico de Ciclo Completo:

- a) o período que se inicia com o período crítico e se encerra imediatamente antes do término do mesmo;
- b) o período que se inicia com o período crítico e se encerra imediatamente após o término do mesmo;
- c) o período que termina com o período crítico e se inicia imediatamente antes do começo do mesmo;
- d) o período que termina com o período crítico e se inicia imediatamente após o começo do mesmo.

Considerando que o PCCC do submercado, em grande parte dos casos, é diferente do PCCC da bacia onde se localiza a central de pequeno porte, ocorre um desacoplamento no que se refere ao comportamento hidrológico a ser considerado para o cálculo da energia média. Portanto, recomenda-se, a fim de se evitar distorções, que sejam considerados apenas aqueles PCCC que contenham integralmente o período crítico do submercado. Desta forma deve-se considerar apenas as alternativas (b) e (c).

A aderência da energia firme à energia assegurada pode ser observada no caso das grandes centrais, avaliando o coeficiente  $\phi$ , dado pela equação 3:

$$f = \frac{EA_T}{\sum EF_T} \quad (4)$$

onde:  $\phi$  = fator de ajuste da energia assegurada total;  
EA<sub>T</sub> = Energia assegurada total do sistema, em MW<sup>médios</sup> ;  
EF<sub>T</sub> = Energia firme total do sistema, em MW<sup>médios</sup> .

No caso do sistema brasileiro  $\phi$  assume o valor aproximado de 1,054, indicando uma diferença de 5,4% entre a energia assegurada e a energia firme, logo, novamente o critério se mostra conservador. Contudo a adoção do período crítico de ciclo completo reduz esta diferença na grande maioria dos casos, porém nos 25 casos avaliados a diferenças entre a energia firme e a energia firme de ciclo completo ficou abaixo dos 5,4%.

Do ponto de vista prático, a utilização da energia firme de ciclo completo como energia assegurada para as centrais não despachadas centralizadamente, incluindo as centrais em operação e os projetos para os próximos três anos, representaria uma quota parte de, no máximo, 5% no MRE, o que praticamente não influenciaria nos procedimentos de alocação e rateio. Contudo, deve-se considerar as dificuldades relativas a definição do PCCC por submercado e o desacoplamento existente entre a definição de submercados e o sistema hidroenergético, o que ampliaria possíveis distorções na definição de energia assegurada.

#### II.4 – Energia Média Gerada pelo Histórico de vazões

Considerando as dificuldades de aplicação da energia média do período crítico de ciclo completo sugere-se aqui uma abordagem alternativa para a mesma. Realizando uma inspeção em mais de 70 centrais acima de 50 MW verificou-se que a energia média do período crítico é 94% da energia média de longo termo. No caso da aplicação do conceito da energia média do período crítico de ciclo completo, este valor deverá ficar entre 94% e 96% da energia média de longo termo.

Logo, parece que para fins de garantir a praticidade da aplicação desse regulamento, tanto do ponto de vista dos empreendedores quanto do próprio órgão regulador, e sem perder de vista os fundamentos técnicos da escolha, poder-se-ia determinar a energia assegurada das centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente como sendo a média da energia gerada pela série hidrológica de vazões. A referida série terá de ser fornecida pelo Agente Responsável, a ser consistida pela ANEEL, devendo conter as vazões médias mensais de um período não inferior a 50 anos.

Para a realização do cálculo da energia média gerada, deve-se proceder da seguinte maneira:

- Multiplica-se a série hidrológica pela produtividade média da UHE, como demonstrado abaixo:

$$[ E_i ] = [ Q_i ] * \rho_{\text{méd}} \quad [5]$$

onde:

- [ E<sub>i</sub> ] – vetor de energias médias mensais;
- [ Q<sub>i</sub> ] – vetor de vazões médias mensais (série hidrológica de vazões);
- $\rho_{\text{méd}}$  – produtividade média da central.
- i – mês de estudo ( i = 1, 2, 3, ....., 60 ).

- Limita-se todos os valores calculados anteriormente ( [ E<sub>i</sub> ] ) pela potência instalada da central, obtendo-se uma série de energias médias mensais limitada pela potência;
- Considera-se na série de energias média mensais limitada pela potência a Taxa de Saída Forçada (TEIF) e a Indisponibilidade programada (IP), da seguinte maneira:

$$[ E_i ] = [ E_i ] * \{ (1 - \text{TEIF}) * (1 - \text{IP}) \} \quad [6]$$

- A Energia Assegurada da central hidrelétrica será igual a média dos valores de energia calculados no item anterior.

Um aspecto importante relacionado particularmente às centrais hidrelétricas de pequeno porte é o fato dessas estarem geralmente conectadas à rede de distribuição, atuando dessa forma no contra-fluxo da rede e reduzindo portanto as perdas do sistema.

Os valores de TEIF e IP serão fixados pela ANEEL, levando em consideração valores fornecidos pelo Agente Responsável, por meio de um memorial de cálculos.

O MRE não cobrirá a parcela da indisponibilidade média anual da central hidrelétrica que, nos primeiros cinco anos, ultrapassar em 10% (dez por cento) a soma dos valores da TEIF com a IP fixados pela ANEEL. A parcela adicional de 10% nos primeiros cinco anos de análise visa dirimir as dificuldades de se obter com exatidão os parâmetros de indisponibilidade dessas centrais partindo-se de um histórico limitado. A partir do sexto ano o MRE não cobrirá a parcela que ultrapassar a soma dos valores fixados

Para o cálculo da indisponibilidade média da central será adotada a seguinte metodologia: no primeiro ano a indisponibilidade será calculada com base nos registros dos últimos doze meses, agregando para cada ano subsequente, até o quinto ano, os doze meses seguintes, e, a partir daí, será calculada com base nos registros dos últimos sessenta meses.

### **III – Conclusões**

Portanto, com base nas análises efetuadas recomenda-se que seja adotado para cálculo da energia assegurada das centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente como sendo a energia média gerada pela série hidrológica de vazões.

Deve-se considerar que o MRE está contido nas regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, portanto para utilização do mecanismo é obrigatório que se participe do MAE. Considerando que os custos de adesão ao MAE podem não ser compatíveis com o tamanho do empreendimento deve-se considerar a possibilidade da contratação de um comercializador que passaria a realizar a negociação em nome do gerador. Outra questão é tendo em vista que estas centrais não serão despachadas pelo ONS a participação no MRE passa a ser opcional.

Deverão ser considerados todos os critérios já expressos no Decreto 2.655, com relação à cobertura de indisponibilidades não hidrológicas e aos limites admissíveis de taxa de saídas forçada (TEIF) e manutenção programada (IP) pelo MRE.

Atenciosamente

**Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG**