

NOTA TÉCNICA MME/SPD/05

Brasília, outubro de 2004

Garantia Física de Energia e Potência Metodologia, Diretrizes e Processo de Implantação

1 INTRODUÇÃO

O § 2º do art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamentou dispositivos da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, atribui ao Ministério de Minas e Energia – MME definir a garantia física dos empreendimentos de geração.

A definição dessa garantia física deve estar compatível com o critério de suprimento adotado na expansão e na operação do sistema. Nesse sentido, a garantia física, em termos globais, pode ser definida como a energia assegurada do sistema, conhecido o critério de suprimento.

Dessa forma, com o objetivo de efetivamente garantir o lastro físico com vistas à comercialização de energia via contratos, reviu-se a metodologia para determinação da energia assegurada dos empreendimentos de geração, elaborando-se a versão descrita na presente nota técnica. Esta proposta coaduna-se com o critério de suprimento pelo qual o risco anual de déficit de energia não ultrapassa a 5%.

2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA E POTÊNCIA

2.1 DIRETRIZES BÁSICAS

A metodologia de cálculo da energia assegurada dos aproveitamentos do Sistema Interligado Nacional - SIN foi estabelecida considerando as seguintes diretrizes básicas:

- configuração do sistema gerador compreendendo as usinas hidrelétricas e termelétricas existentes, bem como as usinas hidrelétricas com concessão outorgada e as usinas termelétricas autorizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, assim chamada "Configuração Hidrotérmica 2008", relacionada nos Anexos I e II;
- risco de déficit de no máximo 5 %, compatível com o critério de garantia de suprimento a ser definido pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE;
- lastro físico das usinas termelétricas da configuração obtido da mesma configuração que serviu de base para determinação das energias asseguradas das usinas hidrelétricas, compatível com o critério de operação otimizada do sistema hidrotérmico.
- rateio da energia assegurada do conjunto das usinas hidrelétricas da configuração com base nas energias firmes¹ dessas usinas, tendo como referência o período crítico² adotado no dimensionamento desses empreendimentos (junho de 1949 a novembro de 1956);
- rateio da energia assegurada do conjunto de usinas termelétricas da configuração levando em conta a inflexibilidade operativa de cada uma e o respectivo preço do combustível utilizado na geração;
- dados referentes ao fator de capacidade máximo, ao nível de inflexibilidade médio anual e ao custo médio anual de geração das usinas termelétricas constantes do Programa Mensal de Operação – PMO, de novembro de 2004, do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- limites de transferências de energia entre subsistemas compatíveis com as capacidades de transmissão das interligações inter-regionais presentes no ano de referência da configuração hidrotérmica (2008), de acordo com o critério de segurança vigente (n - 1).

¹ Energia Firme – Energia média gerada no período crítico do Sistema Interligado Nacional, que inicia-se em junho de 1949 e termina em novembro de 1956.

² Período Crítico – maior período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são deplecionados ao máximo, estando o sistema submetido à sua energia firme.

2.2 ENERGIA ASSEGURADA

Nessa seção, é descrita a metodologia de cálculo da energia assegurada.

Energia assegurada do sistema (configuração de referência)

A determinação da oferta global de energia, correspondente à energia assegurada do sistema (configuração de referência), se faz por meio da simulação estática da configuração hidrotérmica, com quatro subsistemas interligados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), empregando-se o modelo NEWAVE³.

Este modelo determina, para cada mês do período de simulação:

- os valores de geração hidrelétrica associados aos subsistemas equivalentes;
- os valores de geração associados à cada usina termelétrica;
- os intercâmbios entre os subsistemas eletricamente conectados.

O objetivo do modelo é determinar uma estratégia de operação do sistema que minimize o custo total de sua operação⁴.

Essa simulação é feita com uma configuração estática em um horizonte de 5 anos, com períodos estáticos de estabilização inicial (10 anos, de forma a amortecer a influência das condições iniciais de armazenamento e aflúências) e final (5 anos, de forma a amortecer a influência das condições de fechamento de horizonte simulado).

A aferição do atendimento ao critério de suprimento (risco pré-fixado de 5 %) toma por base a média dos riscos entre 11º e o 15º ano do período de simulação, empregando-se 2.000 séries sintéticas de energias afluentes.

No processo de ajuste para se obter a média de 5% para o risco prefixado durante os cinco anos da simulação com a configuração estática, mantém-se uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste, assim como nas ofertas dos subsistemas Norte e Nordeste. Há uma variação livre, no entanto, da oferta conjunta dos sistemas Sul/Sudeste e Norte/Nordeste. O processo é considerado convergido quando, no mínimo, um dos dois subsistemas de cada sistema (Sul/Sudeste e Norte/Nordeste) simultaneamente atinge o risco de 5%, admitida uma tolerância de 0,1%.

³ Versão 11, homologada pela ANEEL.

⁴ O custo total da operação corresponde ao valor presente dos gastos combustível e dos custos referentes à energia não suprida, computados ao longo do período de simulação. Esse custo é composto por duas parcelas: custo imediato (custo da geração térmica no estágio t) e custo futuro (associado ao valor esperado do custo de geração termelétrica e racionamento desde o final do estágio t até o final do período de simulação estudo). O custo está sujeito, principalmente, às restrições operativas relacionadas ao balanço hídrico, limites de armazenamento e turbinagem, limites na geração térmica e atendimento à carga de energia.

Rateio da energia assegurada do sistema entre hidrelétricas e termelétricas

O rateio da energia assegurada do sistema entre os blocos de usinas hidrelétricas e de usinas termelétricas é baseado na ponderação, pelo custo marginal de operação - CMO, das gerações obtidas na simulação para cada série sintética de energias afluentes. A oferta hidráulica (EH) é obtida pela expressão (2.1):

$$EH = \sum_{s=1}^4 ccrítica(s) \times FH \quad (2.1)$$

onde:

$ccrítica(s)$ → carga crítica do subsistema s , cujo somatório representa a oferta global do sistema garantida a 95%.

FH → Fator Hidro, que valoriza a geração em cada mês e em cada série pelo correspondente CMO.

O Fator Hidro é calculado pela expressão (2.2):

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh(i, j, k, s) \times cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^n gt(i, j, k, l, s) \right] \times cmo(i, j, k, s)} \quad (2.2)$$

onde:

$gh(i, j, k, s)$ → geração hidráulica total (controlável + fio d'água + vazão mínima), para o mês i , para o ano j , para a série k e para o subsistema s .

$gt(i, j, k, l, s)$ → geração térmica total, para o mês i , para o ano j , para a série k , para a térmica l e para o subsistema s .

$cmo(i, j, k, s)$ → custo marginal de operação, para o mês i , para o ano j , para a série k e para o subsistema s .

n → número de térmicas do sistema

A oferta térmica (ET) é obtida através das expressões (2.3) e (2.4), semelhantes às expressões (2.1) e (2.2), substituindo-se a variável gh (geração hidráulica por subsistema) por gt (geração térmica por classe), conforme indicado a seguir.

$$ET(l, s) = FT(l, s) \sum_{s=1}^4 ccrítica(s) \quad (2.3)$$

$$FT(l, s) = \frac{\sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gt(i, j, k, l, s) \times cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^{nts} gt(i, j, k, l, s) \right] \times cmo(i, j, k, s)} \quad (2.4)$$

onde:

$nts \rightarrow n^{\circ}$ de térmicas do subsistema s

Observe-se que o cálculo da oferta térmica é feito por usina térmica (ou classe térmica, conjunto de usinas caracterizado pelo custo variável de geração). Já a oferta hidráulica é calculada para o conjunto de todas as usinas da configuração, demandando uma etapa posterior, em que essa oferta é rateada entre as usinas, com base na energia firme associada a cada uma.

A oferta de uma usina (ou classe) térmica será limitada ao valor de sua disponibilidade máxima, sendo o excedente distribuído entre as demais térmicas da configuração, na proporção de suas energias asseguradas, calculadas no passo anterior. Caso a nova oferta associada a alguma das beneficiárias do rateio ultrapasse a respectiva disponibilidade máxima, será feito um re-rateio nos mesmos moldes. A disponibilidade máxima de uma usina (ou classe) térmica é dada pela expressão (2.5).

$$DMax(l) = Pefetiva * FCmax * [1 - TEIF] * [1 - IP] \quad (2.5)$$

onde:

$Pefetiva \rightarrow$ potência efetiva da usina (ou classe).

$FCmax \rightarrow$ fator de capacidade máximo da usina (ou classe).

$TEIF \rightarrow$ taxa equivalente de indisponibilidade forçada.

$IP \rightarrow$ taxa de redução de disponibilidade por manutenção programada.

Importa salientar que todos esses indicadores aplicados em (2.5) devem ser reconhecidos ou homologados pela ANEEL.

Rateio da oferta hidráulica pelas usinas hidrelétricas

O rateio da oferta hidráulica (EH) pelas usinas é feito proporcionalmente à energia firme de cada usina. Para tanto, utiliza-se modelo de simulação estático que represente as usinas individualizadas. Atualmente, utiliza-se o modelo MSUI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas), da Eletrobrás. A energia firme é calculada considerando as vazões do período crítico do sistema brasileiro (junho de 1949 a novembro de 1956). Este período é o mesmo utilizado no dimensionamento das usinas hidrelétricas.

A inclusão de uma usina hidrelétrica em uma cascata (seqüência de usinas em um mesmo curso d'água) pode proporcionar um acréscimo de energia nas usinas

a jusante. Esse benefício é calculado considerando a diferença entre simulações do modelo de usinas individualizadas "com" e "sem" a usina, observada, para efeito desse cálculo, a existência, na cascata, apenas das usinas em operação ou licitadas antes da usina em exame.

Para efeito de discretização da energia assegurada ao longo da motorização de uma usina hidrelétrica, a energia assegurada de cada uma das unidades geradoras é calculada a partir da proporção de suas energias firmes determinadas em simulações considerando a evolução da entrada das unidades geradoras.

2.3 POTÊNCIA ASSEGURADA

Potência assegurada de uma usina hidrelétrica

A potência assegurada (PA) de uma usina hidrelétrica é calculada com base em sua potência garantida (PG).

A potência garantida de uma usina hidrelétrica é definida como o valor correspondente a 95% de permanência de todos os valores mensais de potência, para todo o histórico de vazões, obtidos a partir da mesma simulação que determinou o valor da energia firme da usina, ou seja, a simulação com o modelo estático a usinas individualizadas.

Para a determinação da potência assegurada de uma usina deve-se considerar a sua potência disponível (PD) quando a usina estiver completamente motorizada, abatida de seu consumo próprio (CP) e de sua parcela da reserva de potência (RP), contemplando, inclusive, a parcela associada a saídas intempestivas de unidades geradoras através do índice TEIF, conforme indicado nas expressões (2.6) e (2.7):

$$PD = PG \times (1 - TEIF) \quad (2.6)$$

$$PA = PD - CP - RP \quad (2.7)$$

Considera-se o CP como sendo 1 % da potência instalada da usina.

A RP comporta a reserva primária (R1), reserva secundária (R2) e a reserva destinada a cobrir a indisponibilidade forçada da usina (R3), ou seja:

$$RP = R1 + R2 + R3 \quad (2.8)$$

sendo:

$$R1 = 0,01 * RPG \quad (2.9)$$

$$RPG = CP + PA \quad (2.10)$$

$$R2 = 0,0025 * RPG + 0,015 *.CP \quad (2.11)$$

$$R3 = PG \times TEIF \quad (2.12)$$

RPG: Responsabilidade Própria de Geração

Substituindo-se as expressões (2.9), (2.11) e (2.12) na equação (2.8), resulta:

$$RP = 0,035 RPG + 0,015 CP + PG \times TEIF \quad (2.13)$$

Substituindo, agora, (2.10) em (2.13), obtém-se:

$$RP = 0,035 (CP + PA) + 0,015 CP + PG \times TEIF \quad (2.14)$$

Finalmente, substituindo (2.6) e (2.14) em (2.7), tem-se:

$$PA = \frac{PG \times (1 - TEIF) - 1,05 \times CP}{1,035} \quad (2.15)$$

Para o cálculo da potência assegurada na fase de motorização, utiliza-se a equação (2.15), substituindo-se PG pela potência instalada na fase de motorização. Este procedimento é feito até que o valor de mais uma unidade de motorização iguale-se a PA. A partir daí, a potência assegurada na fase de motorização é a própria potência assegurada da usina.

Potência assegurada de uma usina termelétrica

Para as usinas termelétricas, as potências asseguradas por unidade são iguais às suas disponibilidades máximas, definidas na expressão (2.5).

3 PROCESSO DE IMPLANTAÇÃO DOS VALORES DE GARANTIA FÍSICA DA ENERGIA

A aplicação da metodologia aqui descrita afeta os certificados de energia assegurada hoje vigentes para as usinas hidrelétricas e a disponibilidade para contratação das termelétricas.

Assim, prevê-se um processo de implantação dessa metodologia e dos correspondentes certificados de energia assegurada que observará as seguintes diretrizes gerais:

- Preservação da segurança do abastecimento;

- Minimização do impacto tarifário pelo ajustamento da oferta global de energia (energia assegurada do sistema) ao critério de garantia de suprimento de risco de déficit de até 5%;
- Minimização dos impactos nos agentes setoriais.

O processo de implantação seguirá os procedimentos abaixo descritos:

- Manter inalterados, até dezembro de 2007, os valores vigentes dos certificados de energia assegurada dos aproveitamentos hidrelétricos e das disponibilidades para contratação das usinas termoeletricas.
- Ajustar, a partir de janeiro de 2008, os valores de energia assegurada associados aos blocos hidráulico e térmico, de modo a compatibilizar a energia assegurada do sistema (oferta global de energia) ao critério de garantia de suprimento de risco de déficit máximo de 5%.
- Ajustar, a partir de janeiro de 2008, as disponibilidades para contratação das usinas termelétricas para as respectivas energias asseguradas, calculadas individualizadamente conforme a metodologia apresentada neste documento.
- Ajustar, a partir de janeiro de 2008, o valor atribuído à energia assegurada da usina hidrelétrica de Itaipu, de modo a corrigir a energia assegurada do bloco hidráulico.

Esse procedimento permite atenuar um possível impacto tarifário mais substancial para os consumidores das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, decorrente dos reflexos que a correção plena da energia assegurada atribuída à Itaipu traria na contratação das distribuidoras dessas regiões.

- Ajustar, ao longo de um período de transição de sete anos, os valores individualizados da energia assegurada de cada usina hidrelétrica, inclusive Itaipu, decorrentes da aplicação da metodologia descrita nesta Nota Técnica, observado o valor agregado do bloco hidráulico.
- Aplicar a metodologia descrita neste documento para o cálculo da energia assegurada das novas usinas, hidrelétricas e termelétricas, na medida em que forem vencedoras das licitações para a expansão do sistema, a partir de 1º de janeiro de 2005.
- Reavaliar periodicamente, de acordo com o que dispuser a legislação, os valores de energia assegurada das usinas termoeletricas e hidroelétricas, inclusive Itaipu, conforme a metodologia constante neste documento, ressalvadas as restrições de natureza legal existentes.

ANEXO I

Relação de Usinas Hidrelétricas na Configuração Hidrotérmica 2008

CAMARGOS	IBITINGA	NILO PEÇANHA	PONTE PEDRA	14 DE JULHO
ITUTINGA	PROMISSÃO	FONTES	SANTA CLARA (MG)	FOZ DO CHAPECÓ
FUNIL GRANDE	NOVA AVANHANDAVA	PEREIRA PASSOS	ITUMIRIM	ERNESTINA
FURNAS	ILHA SOLTEIRA	BAU I	ESPORA	PASSO REAL
MASCARENHAS DE MORAES	JUPIÁ	CANDONGA	OLHO D'ÁGUA	JACUI
ESTREITO	PORTO. PRIMAVERA	GUILMAN AMORIM	ITIQUIRA I	ITAUBA
JAGUARA	A.A. LAYDNER	SA CARVALHO	ITIQUIRA II	DONA FRANCISCA
IGARAPAVA	PIRAJU	SALTO GRANDE	CAÇÚ	GOV. PARIGOT DE SOUZA
VOLTA GRANDE	CHAVANTES	PORTO ESTRELA	BARRA DOS COQUEIROS	SALTO PILÃO
PORTO COLÔMBIA	OURINHOS	AIMORES	SANTA CLARA (PR)	IRAPÉ
CACONDE	LUCAS N. GARCEZ	MASCARENHAS	FUNDÃO	ITAPEBI
EUCLIDES DA CUNHA	CANOAS II	IRAPÉ	JORDÃO	TRÊS MARIAS
A. S. OLIVEIRA	CANOAS I	MURTA	GOV. BENTO MUNHOZ	QUEIMADO
MARIMBONDO	CAPIVARA	SÃO DOMINGOS	SEGREDO	SOBRADINHO
ÁGUA VERMELHA	TAQUARUÇU	TRÊS MARIAS	SALTO SANTIAGO	ITAPARICA
SERRA DO FACÃO	ROSANA	QUEIMADO	SALTO OSÓRIO	COMP.MOXOTÓ-PAULO AFONSO
EMBORCAÇÃO	ITAIPU	BARRA DO BRAÚNA	SAO JOÃO	XINGÓ
NOVA PONTE	GUARAPIRANGA	JAURU	CACHOEIRINHA	PEDRA DO CAVALO
MIRANDA	BILLINGS	GUAPORÉ	SALTO CAXIAS	BOA ESPERANCA
CAPIM BRANCO 1	HENRY BORDEN	ROSAL	PAI QUERÊ	SERRA DA MESA
CAPIM BRANCO 2	JAGUARI	SALTO	BARRA GRANDE	PEIXE ANGICAL
CORUMBÁ IV	PARAIBUNA	SALTO DO RIO VERDINHO	CAMPOS NOVOS	ESTREITO
CORUMBÁ III	SANTA BRANCA	SERRA DA MESA	MACHADINHO	TUCURUÍ
CORUMBÁ I	FUNIL	CANA BRAVA	ITÁ	CURUÁ-UNA
ITUMBIARA	LAJES	SAO SALVADOR	PASSO FUNDO	A. S. LIMA
CACHOEIRA.DOURADA	PICADA	PEIXE ANGICAL	MONJOLINHO	ITAOCARA
SÃO SIMÃO	SOBRAGI	LAJEADO	QUEBRA QUEIXO	MANSO
BARRA BONITA	ILHA DOS POMBOS	COUTO DE MAGALHÃES	CASTRO ALVES	MONTE CLARO

ANEXO II

Relação de Usinas Termelétricas na Configuração Hidrotérmica 2008

ANGRA 1	ARGENTINA IB (*)
ANGRA 2	ARGENTINA 2A (*)
CARIOBA	ARGENTINA 2B (*)
CUIABÁ GÁS CC	ARGENTINA 2C (*)
ELETROBOLT	ARGENTINA 2D (*)
IBIRITERMO	CANOAS
IGARAPÉ	CHARQUEADAS
JUIZ DE FORA	FIGUEIRA
MACAÉ MERCHANT	JORGE LACERDA A1
NORTE FLUMINENSE	JORGE LACERDA A2
PIRATININGA NOVA	JORGE LACERDA B
PIRATININGA 1 e 2	JORGE LACERDA C
PIRATININGA 3 e 4	NUTEPA
ROBERTO SILVEIRA	PRESIDENTE MÉDICI A
SANTA CRUZ 1 e 2	PRESIDENTE MÉDICI B
SANTA CRUZ 3 e 4	SÃO JERÔNIMO
SANTA CRUZ NOVA	URUGUAIANA
TERMORIO	CAMAÇARI
TRÊS LAGOAS	FAFEN
UTE BRASILIA	FORTALEZA
WILLIAM ARJONA	TERMOBAHIA
ALEGRETE	TERMOCEARÁ
ARAUCÁRIA	TERMOPERNAMBUCO
ARGENTINA I (*)	

(*) Corresponde a importação de energia. Tratado como térmica no modelo de simulação.