

Comissão Permanente para Análise de
Metodologias e Programas
Computacionais do Setor Elétrico
– CPAMP

Relatório Técnico

*“Metodologia de Cálculo de
Garantia Física de Potência de
Usinas Hidrelétricas Despachadas
Centralizadamente”*

Membros:
(coordenação) **MME**
CCEE
ONS
EPE
ANEEL
CEPEL

Rio de Janeiro, 10 de novembro de 2015

Sumário

Introdução	2
Metodologia para Cálculo das Garantias Físicas de Potência Definida na Portaria MME nº 303/2004	3
Aprimoramentos à Metodologia definida na Portaria MME nº 303/2004	4
Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligados - SUIISHI.....	7
A Potência Disponível Revisada	11
Proposta Metodológica para Cálculo das Garantias Físicas de Potência	15
Considerações Finais.....	18

A capacidade de suprimento de sistemas de energia elétrica com geração renovável, cuja fonte energética é variável e sazonal, é avaliada pela capacidade de atendimento ao consumo médio ao longo do tempo e à demanda de ponta.

A metodologia de cálculo da garantia física de energia está bem estabelecida e vem sendo aplicada para todos os empreendimentos de geração novos e existentes. Por outro lado, embora a Portaria MME 303/2004 tenha estabelecido uma metodologia de cálculo da “Potência Assegurada”, não tem sido aplicada há algum tempo e requer aprimoramentos.

Neste sentido, ao longo do ano de 2015, o Ministério de Minas e Energia – MME envidou esforços com o objetivo de buscar uma alternativa metodológica àquela atualmente vigente.

Este relatório apresenta a metodologia estabelecida na Portaria MME nº 303/2004, bem como os aprimoramentos que deram origem a metodologia descrita neste relatório para o cálculo das garantias físicas de potência das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente do Sistema Interligado Nacional – SIN.

A proposta metodológica descrita neste relatório não abrange o cálculo da garantia física de potência de fontes intermitentes, como a eólica e a solar, e de outras fontes não despachadas centralizadamente, como a biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas. Além disso, para as usinas termelétricas com Custo Variável Unitário – CVU não nulo despachadas centralizadamente no SIN, a metodologia de cálculo de garantia física de potência é aquela estabelecida na Portaria MME nº 303/2004.

Em 18 de novembro de 2004, foi publicada a Portaria MME nº 303/2004, cujo Anexo I desta Portaria instituiu a metodologia, diretrizes e processo de implantação das garantias físicas de energia e potência dos empreendimentos de geração de energia elétrica.

O item 2.3 do referido Anexo apresenta a definição da garantia física de potência (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 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):

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

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

A forma tradicional de calcular a potência empregada no cálculo da garantia física de potência de uma usina hidrelétrica, doravante denominada “*potência disponível tradicional*”, utilizada na Portaria MME nº 303/2004, tem como premissa que a água disponível no sistema de reservatórios de uma bacia é suficiente para que todas as usinas hidrelétricas da bacia possam turbinar, durante os períodos de ponta, a vazão associada aos seus respectivos engolimentos máximos. Entretanto, esta premissa pode não se verificar. Por exemplo, pode ser que a água disponível em uma usina hidrelétrica, mesmo considerando a disponibilidade de água a montante, não seja suficiente para suprir todas as máquinas da usina hidrelétrica em algum período da carga pesada. Isto fica evidente com a evolução do sistema hidrotérmico brasileiro, especialmente com relação a forte sazonalidade das vazões às usinas hidrelétricas a fio d’água da região Amazônica, por exemplo, Jirau, Santo Antônio e Belo Monte, levando a uma sobre-estimação da garantia física de potência destas usinas.

Assim, é necessário validar uma metodologia que reconheça o impacto dessa sazonalidade no cálculo das *potências disponíveis* das usinas hidrelétricas, como aquela recentemente implementada no modelo SUIISHI, desenvolvido pelo CEPEL (doravante denominada “*potência disponível revisada*”).

A Figura 1 ilustra a diferença entre *potência disponível tradicional* e a *potência disponível revisada* do parque hidrelétrico associado à configuração estática de referência de um caso de cálculo de garantia física de energia. Para fins de comparação, apresenta também a potência instalada do parque gerador.

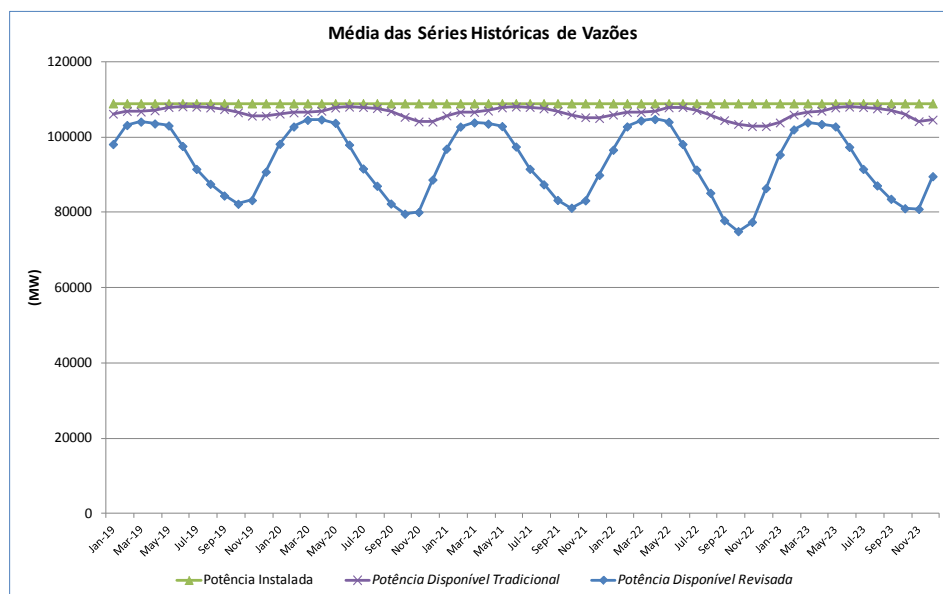


Figura 1 – *Potência Disponível Tradicional versus Potência Disponível Revisada*

Verifica-se que a *potência disponível tradicional* é muito próxima da potência instalada, praticamente não variando ao longo dos meses e sem reconhecer o comportamento sazonal. Já a *potência disponível revisada* apresenta um comportamento variável ao longo dos meses e reconhece o comportamento sazonal das vazões, com redução no período em que estas são mais baixas.

Este aspecto é amplificado quando se consideram as curvas de permanência da *potência disponível* das usinas individualmente, corroborando a importância de se capturar a sazonalidade das vazões às usinas hidrelétricas a fio d'água da região Amazônica, através da *potência disponível revisada*.

A metodologia definida na Portaria MME nº 303/2004 baseia-se na potência disponível da usina, calculada a partir da permanência de todos os valores mensais de potência disponível, para todo o histórico de vazões, não reconhecendo o comportamento sazonal desta disponibilidade. Adicionalmente, esta Portaria considera para cálculo da garantia física de potência a mesma simulação que determinou o valor da energia firme da usina, ou seja, só considera a simulação do parque hidrelétrico, desprezando

que o mercado de energia elétrica brasileiro é atendido por usinas hidrelétricas, térmicas, e outras fontes renováveis. Com o intuito de tornar a metodologia mais aderente à política de operação do sistema interligado nacional, poder-se-ia adotar uma simulação da operação do parque hidrotérmico brasileiro acoplado à política de operação contida na função de custo futuro definida pelo modelo NEWAVE, para cada estágio da simulação da operação. Esta forma de simulação, denominada *modo de simulação hidrotérmica*, está disponível no modelo SUIISHI, desenvolvido pelo CEPEL.

Além disso, a metodologia definida na Portaria MME nº 303/2004 calcula a garantia física de potência individualizadamente por usina. Em consequência, a garantia física de potência do sistema, dada pela soma das garantias físicas de potência individuais, tende a ser inferior àquela que seria obtida caso fosse calculada a partir da permanência de 95% do somatório das *potências disponíveis* individuais, uma vez que a sinergia entre as usinas não é capturada. Neste sentido, dever-se-ia buscar uma metodologia que calcule, inicialmente, a garantia física de potência do sistema, para então desagregá-la entre as usinas do sistema.

Adicionalmente, a metodologia definida na Portaria MME nº 303/2004 não considera patamares da curva de carga do sistema. A garantia física de potência está associada à capacidade de atendimento a ponta do sistema, logo seria importante a representação dos três patamares de carga que constam dos estudos de planejamento da expansão/operação energético, e o cálculo da potência disponível revisada associada ao patamar de carga pesada.

Um dos objetivos do planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro é determinar uma operação estratégica que, para cada período do planejamento, produza metas de geração para as usinas do sistema de forma a minimizar o custo total de operação ao longo do horizonte de planejamento e ainda leve em consideração a segurança energética do sistema. Neste contexto, o modelo NEWAVE é utilizado na etapa de planejamento energético de médio e longo prazo do SIN com o objetivo de construir uma política de operação que atenda aos condicionantes citados. Entretanto, uma vez que os resultados do NEWAVE são determinados a subsistemas equivalentes de energia, pode ser necessária a obtenção de metas de geração individualizadas para as usinas hidrelétricas ao longo do horizonte de planejamento. Neste contexto, o modelo SUIISHI, desenvolvido pelo CEPEL, pode ser caracterizado como um modelo de simulação da operação das usinas hidrelétricas individualizadas de um sistema hidrotérmico interligado, tal como o sistema brasileiro.

Dentre as principais características do SUIISHI, destacam-se as seguintes:

- Pode simular até dez subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados em malha, mas hidraulicamente independentes, levando em conta limites nas capacidades de intercâmbio de energia nos dois sentidos.
- Pode ser acoplado a um modelo de decisão estratégica que forneça uma função valor esperado do custo futuro de operação para cada estágio da simulação.
- Considera restrições operativas locais decorrentes do uso múltiplo da água, tais como, vazão máxima para controle de cheias, vazão mínima para saneamento ou navegação e desvio de vazão do rio para irrigação.
- Opera bacias especiais como as dos rios Paraíba do Sul e Tietê.
- Simula múltiplas séries hidrológicas em paralelo, permitindo a

fácil obtenção de índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada estágio da simulação.

- Utiliza regras de operação automáticas ou fornecidas pelo usuário.

- Apresenta baixo custo computacional, viabilizando estudos de maior porte e mais ambiciosos (configurações grandes, longos horizontes de estudo, utilização de séries sintéticas de vazões, etc.).

- Permite três modos de simulação: simulação hidrotérmica, simulação para cálculo da energia firme (com busca automática de período crítico ou período crítico definido pelo usuário) e simulação para cálculo da energia garantida a certo risco desejado.

Nas análises que envolvem simulações da configuração hidrotérmica, o processo de solução adotado pelo modelo SUIHI é dividido em três módulos: (i) módulo de otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas; (ii) módulo de simulação a usinas individualizadas; e (iii) módulo da divisão da geração hidráulica individualizada por patamar de carga.

O módulo de otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas tem como objetivo definir, com base na política de operação fornecida pelo modelo NEWAVE (contida na função de custo futuro de cada mês), as metas de geração hidráulica a subsistemas equivalentes, metas de geração térmica e os intercâmbios de energia que minimizem a soma do custo presente com o custo futuro ao longo de todo o horizonte de planejamento, a ainda considerando medidas de aversão ao risco hidrológico. Isto é feito mediante a solução de um problema de programação linear, cuja função objetivo é a soma do custo presente com o custo futuro de operação, sujeito às restrições de balanço hídrico, atendimento à demanda, armazenamento máximo, geração hidráulica máxima, geração térmica máxima, limite de intercâmbio, somatório da geração térmica despachada antecipada, invasão do armazenamento mínimo operativo, agrupamento de intercâmbios, e também às restrições de acoplamento com a função de custo futuro proveniente do modelo NEWAVE. As metas totais de geração

hidráulica de cada subsistema, ou seja, aquela obtida pela soma das metas de geração hidráulica em cada patamar de carga, são então informadas ao módulo de simulação para serem individualizadas.

Já o módulo de simulação a usinas individualizadas tem por objetivo repartir as metas de geração hidráulica, pré-determinadas a subsistemas equivalentes, entre as usinas hidrelétricas através da aplicação de regras heurísticas operativas, procedimento que é denominado de simulação da operação a usinas individualizadas.

Note que ao final do módulo de simulação a usinas individualizadas, duas distintas situações podem ser observadas:

a) O atendimento das metas de geração hidráulica provenientes da etapa de otimização do balanço hidrotérmico. Neste caso, o modelo passa para o próximo estágio do problema; ou

b) O não atendimento das metas de geração hidráulica ocasionado por um déficit ou por um excesso na soma da geração hidráulica individualizada. Nestes casos, o modelo SUIHI irá realimentar a etapa de otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas redefinindo a restrição de geração hidráulica máxima - GHMAX em cada subsistema onde foi observado um déficit de geração, ou a restrição de energia armazenada máxima - EARMAX em cada subsistema onde foi observado um excesso de geração, de tal forma que novas metas de geração hidráulica a subsistema equivalente sejam geradas e passadas ao módulo de simulação a usinas individualizadas.

Uma vez que o processo de simulação da geração a usinas individualizadas é feito em termos médios mensais, no módulo de divisão da geração hidráulica individualizada por patamar de carga resolve-se um problema de otimização não linear cujo objetivo é, para um dado subsistema, minimizar as diferenças entre a meta de geração hidráulica agregada, determinada no módulo de otimização do SUIHI para cada patamar de carga, e o somatório da geração de cada usina hidrelétrica do subsistema no mesmo patamar. Vale ressaltar que a vazão turbinada de cada usina, por patamar de carga, é determinada considerando que a mesma não pode ser

superior ao seu engolimento máximo e inferior a vazão mínima obrigatória. Adicionalmente, considera-se que o somatório dos turbinamentos de uma determinada usina em cada patamar de carga, multiplicado pela sua respectiva duração, deve ser igual ao turbinamento médio desta usina previamente definido no módulo de simulação a usinas individualizadas.

A Figura 2 apresenta um fluxograma do processo de solução do modelo SUIISHI.

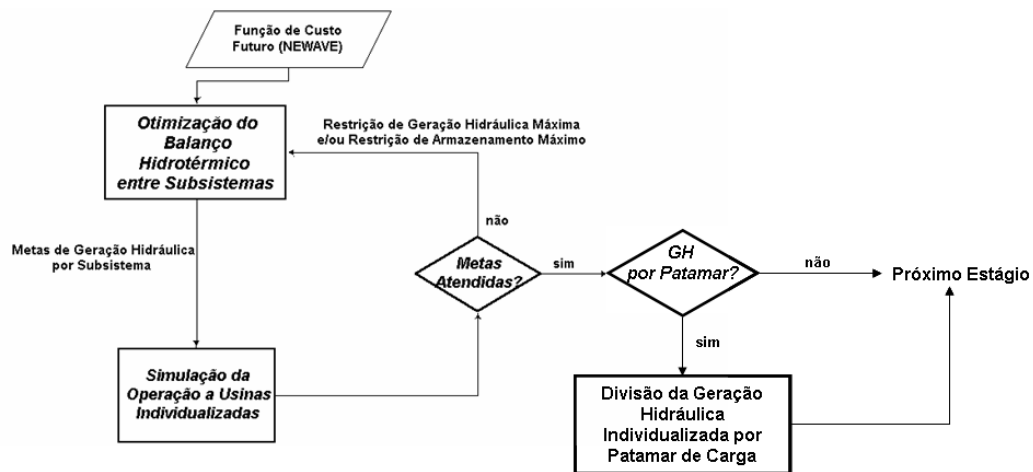


Figura 2 – Fluxograma de Funcionamento do Modo de Simulação Hidrotérmica Modelo SUIISHI

A Potência Disponível Revisada

Historicamente, as garantias físicas de potência das usinas hidrelétricas têm sido calculadas a partir da “potência disponível tradicional”, cuja premissa é que a água disponível no sistema de reservatórios de uma bacia é suficiente para que todas as usinas hidrelétricas da bacia possam turbinar, durante o período de ponta, a vazão associada aos seus respectivos engolimentos máximos.

Entretanto, a evolução da configuração do parque hidrelétrico com a construção de usinas a fio d’água no Norte do país, região onde as afluições apresentam comportamento bastante sazonal, além da diminuição da capacidade de regularização proporcionada pelos principais reservatórios do país, foi verificado que o uso da “potência disponível tradicional” sobrestima a garantia física de potência das usinas.

De modo adequar os cálculos a nova característica do sistema interligado nacional, foi implementada no modelo SUIHI a chamada “potência disponível revisada”. Nesta nova abordagem, para um dado estágio de solução do problema, a potência disponível revisada (PDISPR_i) de uma usina hidroelétrica *i* é determinada considerando que a quantidade máxima de água disponível para o turbinamento nesta usina (QTUR_MAX_i) é proveniente da máxima vazão defluente das usinas de montante, pela afluição incremental à própria usina, e pelo volume de água armazenado no seu reservatório que pode ser desestocado, ou seja:

$$QTUR_MAX_i = QINC_i - QEVP_i + \frac{(VOLI_i - VMIN_i)}{SEGM} + QMONT_i$$

Onde:

QTUR_MAX_i - vazão máxima disponível para o turbinamento na usina *i*;

QINC_i - vazão incremental afluenta à usina *i*;

QEVP_i - vazão correspondente à evaporação média na usina *i*;

VOLI_i - volume armazenado no reservatório da usina i no início do mês;

VMIN_i – menor valor entre o volume mínimo físico e o volume mínimo operativo da usina i;

SEGM - número de segundos do mês;

QMONT_i - contribuição máxima à afluência da usina i, proveniente do conjunto de usinas a montante de i, levando em consideração a máxima defluência deste conjunto de usinas.

Obs.: O calculo do QMONT será explicitado adiante.

Cabe destacar que caso o reservatório da usina i esteja desempenhando o papel de controle de cheias, o valor do QTUR_MAX_i será limitado à sua vazão de restrição. Adicionalmente, quando do uso da curva guia de operação do reservatório de Jirau, e da consideração da restrição de vazão mínima no reservatório dos canais de Belo Monte, o cálculo do QTUR_MAX_i também considerará estes fatores.

Definindo QMAX_2_i como:

$$QMAX_2_i = \text{Mínimo}(QMAXA_i; QTUR_MAX_{i,ponta})$$

Onde:

QMAXA_i – engolimento máximo do conjunto turbina-gerador da usina i;

QTUR_MAX_{i,ponta} - vazão máxima disponível na usina i para o turbinamento na ponta.

A variável QTUR_MAX_{i,ponta} é dada pela seguinte expressão:

$$QTUR_MAX_{i,ponta} = \frac{QTUR_MAX_i - QTUR_{i,med} * FPENG_{med} - QTUR_{i,lev} * FPENG_{lev}}{FPENG_{pes}}$$

Onde:

$QTUR_{i,med}$ – vazão defluente da usina i para turbinamento no patamar de carga média;

$QTUR_{i,lev}$ – vazão defluente da usina i para turbinamento no patamar de carga leve;

$FPENG_{lev}$ – duração do patamar de carga leve;

$FPENG_{med}$ – duração do patamar de carga média;

$FPENG_{pes}$ – duração do patamar de carga pesada;

Calcula-se a potência disponível revisada da seguinte forma:

$$PDISPR_i \text{ (MW)} = QMAX_{2i} * QUED_i * REND_i$$

Onde:

$QUED_i$ – queda líquida (em metros) determinada com base na defluência da usina (turbinamento e vertimento) e no volume médio mensal do reservatório definidos durante a simulação da operação energética do sistema;

$REND_i$ – rendimento (p.u.) do conjunto turbina-gerador da usina i , incluindo a perda hidráulica.

Ressalta-se que as usinas que estejam enchendo o seu respectivo volume morto não terão uma Potência Disponível Revisada associada.

No que tange a contribuição máxima à afluência da usina i pelo conjunto de usinas a montante de i ($QMONT_i$), o primeiro passo é determinar a máxima capacidade de vertimento ($QVERT_MAX_m$):

$$QVERT_MAX_m = \text{Máximo} \left\{ QINC_m - QEVP_m + \frac{VOLI_m - VVERT_m}{SEGM} + QMONT_m ; 0 \right\}$$

Onde:

m - representa a usina imediatamente a montante de i ;

$VVERT_m$ - volume armazenável associado a altura da crista do vertedouro da usina i .

Cabe destacar que o valor de $QVERT_MAX_m$ será limitado à sua vazão de restrição. Adicionalmente, quando do uso da curva guia de operação do reservatório de Jirau, e da consideração da restrição de vazão mínima no reservatório dos canais de Belo Monte, o cálculo do $QVERT_MAX_i$ também considerará estes fatores.

Logo, a contribuição máxima da usina m para a afluência da usina i é igual a:

$$QMONT_m = \text{Máximo}\{QVERT_MAX_m ; \text{Mínimo}(QMAXA_m ; QTUR_MAX_m)\}$$

Desta forma, o valor da $QMONT$ determina a máxima defluência da usina m , considerando o quanto ainda pode ser vertido por esta mesma usina.

Finalmente, caso o $QMONT_m$ seja menor do que a defluência da usina m , faz-se o $QMONT_m$ igual à sua defluência.

Note que a Potência Disponível Revisada foi calculada considerando a necessidade de atendimento a ponta do sistema. Para tanto, considera-se que nos patamares de carga leve e médio, o turbinamento da usina será igual aos valores definidos no módulo de divisão da geração hidráulica individualizada por patamar de carga, e que todo o restante do recurso hídrico estará disponível para o atendimento à ponta.

Proposta Metodológica para Cálculo das Garantias Físicas de Potência

Na seção 3 deste relatório foram apresentados cinco aperfeiçoamentos à metodologia de cálculo das garantias físicas de potência definida na Portaria MME nº 303/2004: (i) adoção da simulação da operação do parque hidrotérmico brasileiro pelo modelo SUIISHI, acoplado à política de operação representada pela função de custo futuro calculada pelo modelo NEWAVE; (ii) adoção da “potência disponível revisada”; (iii) cálculo da garantia física de potência do parque hidrelétrico por mês; (iv) desagregação da garantia física de potência do parque hidrelétrico entre as usinas hidrelétricas; e (v) consideração dos três patamares de carga que constam dos estudos de planejamento da expansão/operação energético, e o cálculo da potência disponível revisada associada ao patamar de carga pesada.

De modo a haver coerência entre as garantias físicas de energia e de potência, sugere-se que a configuração seja aquela associada ao cálculo/revisão das garantias físicas de energia. Entretanto, os estudos relacionados a garantias físicas de energia têm sido realizados com a representação de um único patamar de carga. Como na garantia física de potência o interesse está na capacidade de atendimento a ponta do sistema, o deck de dados de entrada do modelo NEWAVE utilizado no cálculo/revisão das garantias físicas de energia deve ser modificado de modo a representar os três patamares de carga que constam dos estudos de planejamento da expansão/operação energético, e reconvergido segundo o critério de garantia de suprimento vigente.

Em seguida, a política de operação definida pelo modelo NEWAVE deve ser fornecida ao modelo SUIISHI, o qual deve ser executado em seu modo de simulação hidrotérmica, de maneira a individualizar os resultados da operação energética, e fornecer a distribuição de probabilidade das “*potências disponíveis revisadas*” das usinas hidrelétricas para cada mês.

A *Potência Garantida* do parque hidrelétrico em um determinado

mês ($PG_{sistema}^{mês}$), corresponde a 95% de permanência da ocorrência conjunta das potências disponíveis revisadas de todas usinas hidrelétricas no mês em questão.

As Potências Garantidas das usinas hidrelétricas para cada mês são obtidas através do rateio de $PG_{sistema}^{mês}$ entre elas, respeitando o limite dado pela potência instalada da usina:

$$PG_i^{mês} = \text{Mínimo}(FRateio_i^{mês} * PG_{sistema}^{mês}; PInst_i)$$

Onde:

$PG_i^{mês}$ – potência garantida da usina hidrelétrica i;

$FRateio_i^{mês}$ - fator de rateio a ser aplicada a usina hidrelétrica i;

$PInst_i$ – potência instalada da usina hidrelétrica i.

O fator de rateio de um determinado mês a ser aplicado à usina hidrelétrica i é dado pela seguinte expressão:

$$FRateio_i^{mês} = \frac{\overline{PDISPR}_i^{mês}}{\sum_{j=1}^{nh} \overline{PDISPR}_j^{mês}}$$

$$\overline{PDISPR}_i^{mês} = \sum_{s=1}^{ns} PDISPR_i^{mês} / ns$$

Onde:

nh – número de usinas hidrelétricas da configuração;

ns – número de séries hidrológicas utilizadas na simulação hidrotérmica do modelo SUIHI.

A garantia física de potência de uma usina hidrelétrica é dada por sua potência garantida abatida de seu consumo próprio, de sua parcela de reserva de potência, e de sua parcela associada a saídas intempestivas de unidades geradoras (índice TEIF):

$$PA_i^{mês} = PG_i^{mês} * (1 - TEIF_i) - CP_i - RP_i$$

Onde:

$PA_i^{mês}$ - garantia física de potência da usina hidrelétrica i no mês i ;

$TEIF_i$ - taxa equivalente de indisponibilidade forçada da usina hidrelétrica i ;

CP_i - consumo próprio da usina hidrelétrica i ;

RP_i - parcela da reserva de potência atribuída a usina hidrelétrica i .

Considerações Finais

Este relatório teve por objetivo apresentar a metodologia para cálculo das garantias físicas de potência das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Com base na metodologia na Portaria MME nº 303/2004, a metodologia apresentada neste relatório incorpora cinco aperfeiçoamentos: (i) adoção da simulação da operação do parque hidrotérmico brasileiro pelo modelo SUSHI, acoplado a política de operação representada pela função de custo futuro calculada pelo modelo NEWAVE; (ii) adoção da “potência disponível revisada”; (iii) cálculo da garantia física de potência do parque hidrelétrico por mês; (iv) desagregação da garantia física de potência do parque hidrelétrico entre as usinas hidrelétricas; e (v) consideração dos três patamares de carga que constam dos estudos de planejamento da expansão/operação energético, e o cálculo da potência disponível revisada associada ao patamar de carga pesada.