



Ministério de Minas e Energia

Consultoria Jurídica

PORTARIA Nº 74, DE 2 DE MARÇO DE 2020.

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 2º, § 2º e no art. 4º, § 1º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta no Processo nº 48000.001318/2008-08, resolve:

Art. 1º Definir, na forma do Anexo à presente Portaria, as premissas gerais a serem utilizadas na aplicação da metodologia definida na Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016, no que diz respeito ao cálculo da garantia física de energia de novas Usinas Hidrelétricas - UHE e de novas Usinas Termelétricas - UTE despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Art. 2º O item 1.2 do Anexo da Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“1.2.
.....

Segundo os critérios de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, o processo é considerado convergido quando o critério de igualdade entre o Custo Marginal de Operação - CMO e o Custo Marginal de Expansão - CME é atendido, admitida uma tolerância a ser definida em Portaria específica, respeitados os limites estabelecidos para o valor esperado condicionado a um determinado nível de confiança do CMO e para o valor esperado condicionado a um determinado nível de confiança da insuficiência da oferta de energia. Os limites e os níveis de confiança serão definidos em Portarias específicas.

Caso os limites dos critérios não sejam atendidos, a igualdade entre CMO e CME será relaxada. O processo é considerado convergido quando os limites forem atendidos e se obtenha a igualdade ao limite para, pelo menos, um dos critérios, admitida uma tolerância a ser definida em Portaria específica. Para a métrica de valor esperado condicionado a um determinado nível de confiança do CMO, a igualdade ao limite, admitida a tolerância preestabelecida, seria exigida em pelo menos um mês.

.....” (NR)

Art. 3º Fica revogada a Portaria MME nº 150, de 28 de fevereiro de 2019.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

BENTO ALBUQUERQUE

Este texto não substitui o publicado no DOU de 4.3.2020 - Seção 1.

ANEXO

PREMISSAS GERAIS QUE DEVEM SER EMPREGADAS NO CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA DE UHE E DE UTE DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE PELO ONS

I - Parâmetros de Simulação**Tabela 1 - Parâmetros de Simulação do NEWAVE**

Número Máximo de Iterações	45
Número de Simulações <i>Forward</i> e de Aberturas para Simulação <i>Backward</i> Utilizadas na Construção da Política de Operação	200 e 20
Número de Séries Sintéticas de Vazões na Simulação Final	2000
Número de Anos do Período Estático Inicial	10
Número de Anos do Período de Estudo	5
Número de Anos do Período Estático Final	5
Racionamento Preventivo para Otimização Energética	Não Considerar
Despacho Antecipado de Usinas Térmicas a Gás Natural Liquefeito - GNL	Considerar
Tendência Hidrológica	Não Considerar
Acoplamento Hidráulico entre Reservatórios Equivalentes de Energia - REE	Considerar apenas entre o REE Itaipu e o REE Paraná
Consumo Próprio (Consumo Interno)	Não Considerar
Valor Máximo Percentual para Delta de Z_{inf} no Critério de Parada Não Estatístico	0,2%
Número de Deltas de Z_{inf} Consecutivos a ser Considerado no Critério Não Estatístico	3
CVAR	Considerar
Valores de Alfa e Lambda (Constantes no Tempo) Utilizados no CVAR	50% e 35%
Perdas nas Interligações entre Subsistemas	Não Considerar
Ano de Referência para Simulação Estática	Quinto ano após a realização do Leilão de Energia Nova
Taxa de Desconto	Valor Adotado no mais recente Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE aprovado pelo Ministério de Minas e Energia
Tolerância para Atendimento ao Critério de Igualdade entre o Custo Marginal de Operação - CMO e Custo Marginal de Expansão - CME	2,00 R\$/MWh
Metodologia de Seleção de Cortes	Considerar. - Iteração para Início de Aplicação da Seleção de Cortes: 1; - Tamanho da Janela de Cortes Ativos: 3; - Quantidade de Cortes Adicionados por Iteração: 8; - Considera Cortes da Própria Iteração: sim.
Tipo de Reamostragem	Plena
Frequência da reamostragem no momento da foward	Passo 1

Centroide como representante do agrupamento da agregação dos ruídos	Considerar
Correlação Espacial Mensal	Considerar
Número Mínimo de Iterações	30
Critério estatístico no processo de convergência	Não considerar
Tolerância para Atendimento ao Critério de Valor Esperado Condicionado a Determinado Nível de Confiança - CVar do Custo Marginal de Operação - CMO	30R\$/MWh
Volume Mínimo Operativo (VminOp)	Considerar
Tipo da Penalização do VminOp	Penalização da máxima violação
Mês de Penalização do VminOp	Novembro
Sazonalidade do VminOp nos períodos pré e pós estudo	Considerar
Penalidade do VminOp	$[(1+\text{taxa de desconto anual})^{(11/12)} \times \text{MAXCVU}]$ Onde MAXCVU é o maior custo variável unitário considerando todo o horizonte de planejamento do NEWAVE
Nível mínimo operativo em todos os REE	Considerar o mesmo nível em todos os meses do ano
Nível mínimo operativo nos REEs Sudeste, Paraná e Paranapanema	10% EARMáx
Nível mínimo operativo nos REEs Sul e Iguaçu	30% EARMáx
Nível mínimo nas UHEs Três Marias e Itaparica	30% Volume Útil
Nível mínimo na UHE Sobradinho	20% Volume Útil
Nível mínimo na UHE Tucuruí	23,72% Volume Útil
Sazonalidade de VMINT, VMAXT, CMONT e CFUGA nos períodos pré e pós estudo	Considerar

Tabela 2 - Parâmetros de Simulação do SUISHI

Tipo de Simulação	Cálculo de Energia Firme Para um Dado Período Crítico
Período Crítico	Jun/49 a Nov/56
Número de Faixas de Operação.	20
Liberação de Vertimento Quando na Iminência de Déficit	Permitido
Tipo de Operação dos Reservatórios	Faixas Dinâmicas
Tipo de Prioridades de Operação das Usinas Hidrelétricas	Adaptativa, com Base em uma Função de Prioridades
Distribuição da Vazão Defluente entre os Patamares de Carga	Considerar
Duração do Patamar de Ponta	0,125 pu
Tolerância Máxima de Variação do Mercado, Entre a Penúltima e a Última Iteração, no Cálculo de Energia Firme do Sistema	1 MW médio
Priorizar Volume Mínimo Operativo em Detrimento de Outras Restrições Operativas	Considerar
Sazonalidade do Mercado de Energia do Sistema Interligado Nacional - SIN	Considerar a Sazonalidade Utilizada para o Ano de Referência do mais Recente Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE Aprovado pelo Ministério de Minas e Energia
Regras Especiais de Operação da Bacia do Rio Paraíba do Sul	Considerar

II - Configuração de Referência

Nos Estudos a Subsistemas Equivalentes - NEWAVE e a Usinas Individualizadas - SUIISHI, a Configuração Hidrelétrica de Referência será composta pelas UHEs interligadas ao SIN em operação, concedidas ou autorizadas, e já licitadas. As Usinas com graves impedimentos, tanto para o início da construção, quanto para o início da operação comercial, bem como aquelas que estão em processo de devolução da concessão ou autorização serão excluídas da Configuração de Referência.

A Configuração Termelétrica de Referência será composta pelas UTEs despachadas centralizadamente e interligadas ao SIN em operação, autorizadas e acompanhadas pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE/SEE-MME. As Usinas com graves impedimentos, tanto para o início da construção, quanto para o início da operação comercial, bem como aquelas que estão em processo de suspensão ou revogação da autorização serão excluídas da Configuração de Referência.

No caso de Leilões de Energia, a Configuração de Referência será obtida a partir do Programa Mensal de Operação - PMO estabelecido na respectiva Portaria de Diretrizes. Caso esta definição não conste na Portaria de Diretrizes, deverá ser utilizado como referência o PMO publicado pelo ONS dois meses antes da realização do Leilão.

Usinas não despachadas centralizadamente não são simuladas individualmente nos modelos computacionais utilizados no cálculo de garantia física de energia. Será representada, apenas no Modelo NEWAVE, uma expectativa de geração agregada por subsistema e por mês. Esta expectativa de geração é obtida a partir do PMO de Referência, considerando toda a oferta em operação e licitada e as metodologias definidas nas Resoluções ANEEL nº 440, de 5 de julho de 2011, e nº 476, de 13 de março de 2012. Para as Usinas Eólicas e Solares contratadas que não iniciaram a operação comercial até o último dia do mês de dezembro do ano anterior, será considerada como expectativa de geração a garantia física de energia sazonalizada. Para efeitos de simulação estática, todas as Usinas são consideradas completamente motorizadas no início do estudo.

No caso de projetos de importação de energia não interruptível e por tempo indeterminado, serão considerados apenas os projetos instalados e que estejam com previsão de disponibilidade compatível com a Configuração de Referência.

As características técnicas das Usinas Hidrelétricas da Configuração de Referência, que ainda não entraram em operação comercial, serão compatíveis com os estudos aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Para as Usinas Termelétricas, serão consideradas as características técnicas associadas aos seus atos autorizativos.

Para os Empreendimentos Hidrelétricos em Operação Comercial, os dados técnicos deverão ser obtidos do PMO de Referência, das revisões extraordinárias de garantia física de energia, dos estudos aprovados pela ANEEL, das licenças ambientais e das declarações ou outorgas de usos de recursos hídricos de Usinas previstas ou localizadas na mesma Cascata.

Para os Empreendimentos Termelétricos em Operação Comercial, os Custos Variáveis Unitários - CVUs, os valores de potência, de Fator de Capacidade Máximo - FC_{máx}, da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada - TEIF e da Indisponibilidade Programada - IP deverão ser obtidos do PMO de Referência. Os valores de potência deverão ser compatíveis com os atos legais vigentes relacionados a essas Usinas. Para a inflexibilidade operativa serão utilizados os valores declarados por ocasião dos cálculos das garantias físicas de energia vigentes. Para as UTEs, que não têm garantia física de energia definida, serão empregados os valores de inflexibilidade constantes no PMO de Referência.

Em relação aos Dados Hidrológicos:

a) serão utilizadas as restrições operativas hidráulicas avaliadas como de caráter estrutural;

b) serão considerados os valores de usos consuntivos estabelecidos pela Agência Nacional de Águas - ANA ou pelos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente em horizonte compatível com a Configuração

de Referência do cálculo de garantia física de energia. Na ausência dos referidos documentos, serão adotados os valores apresentados nos Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica ou nos Projetos Básicos aprovados pela ANEEL; e

c) será utilizado o histórico de vazões consistido em conjunto pelo ONS, ANEEL e ANA para todas as Usinas da configuração. Em caráter especial, será considerado o histórico de vazões compatível com declarações ou outorgas de usos de recursos hídricos de Usinas previstas ou localizadas na mesma Cascata.

III - Topologia

Para a simulação energética do SIN, a topologia de Subsistemas a ser considerada é: Sudeste - SE, Sul - S, Nordeste - NE e Norte - N.

A Topologia de Reservatórios Equivalentes de Energia - REE a ser considerada é aquela denominada como G (12 REEs), composta, nesta ordem, pelos REEs:

a) no Subsistema Sudeste: Sudeste, Madeira, Teles Pires, Itaipu, Paraná e Paranapanema;

b) no Subsistema Sul: Iguaçu e demais Usinas da Região Sul;

c) no Subsistema Nordeste: Nordeste; e

d) no Subsistema Norte: Norte, Belo Monte e demais Usinas da Região Norte (Amapá e Margem Esquerda do Rio Amazonas).

IV - Proporcionalidade da Carga

Devem ser consideradas as proporcionalidades do mercado do Ano de Referência previsto no último PDE aprovado pelo Ministério de Minas e Energia, ou no último PDE disponibilizado em Consulta Pública pelo Ministério de Minas e Energia, sendo considerado o documento mais recente entre estes dois, agregado de modo a respeitar a topologia descrita no item III.

V - Limites de Intercâmbio entre os Subsistemas

Considerar limites de transferência de energia não restritivos entre os Subsistemas.

VI - Custo do Déficit de Energia e Penalidades Associadas

Utilizar o Custo do Déficit de energia vigente, estabelecido de acordo com os procedimentos estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 795, de 5 de dezembro de 2017, ou outra que venha a substituí-la e em conformidade com o disposto no art. 2, § 5º, da Resolução nº 7, de 14 de dezembro de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

A penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos, em R\$/MWh, será obtida a partir do Custo do Déficit, conforme a seguinte expressão:

$$\text{Penalidade}_{\text{DA}} = \text{Custo Déficit} + 0,1\% \text{ Custo Déficit} + 0,10 \text{ R\$/MWh}$$

Sendo:

$\text{Penalidade}_{\text{DA}}$: penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos (R\$/MWh); e

Custo Déficit: custo do déficit de energia (R\$/MWh).

A penalidade por não atendimento à restrição de vazão mínima, em R\$/MWh, será obtida a partir do custo do déficit, conforme a seguinte expressão:

$$\text{Penalidade}_{\text{VM}} = \text{Custo Déficit} + 1,00 \text{ R\$/MWh}$$

Sendo:

$\text{Penalidade}_{\text{VM}}$: penalidade por não atendimento à restrição de vazão mínima (R\$/MWh); e

Custo Déficit: custo do déficit de energia (R\$/MWh).

VII - Custo Marginal de Expansão - CME

Utilizar o Custo Marginal de Expansão adotado no mais recente Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE aprovado pelo Ministério de Minas e Energia.