

Submódulo 2.4

Critérios para estudos energéticos e hidrológicos

Critérios

Revisão	Motivo da revisão	Data de aprovação
2020.12	Resolução Normativa nº 903/2020	08/12/2020

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

ÍNDICE

1. OBJETIVO.....	3
2. CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ENERGÉTICOS.....	3
2.1. Premissas.....	3
2.2. Critérios gerais.....	4
2.3. Critérios para Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo (PEN)	6
2.4. Critérios para Programação Mensal da Operação Energética (PMO)	7
2.5. Critérios para Programação Diária da Operação (PD)	9
3. CRITÉRIOS PARA ESTUDOS HIDROLÓGICOS	11
3.1. Premissas.....	11
3.2. Critérios para acompanhamento, análise e tratamento dos dados hidroenergéticos.....	11
3.3. Critérios para Planejamento Anual de Prevenção de Cheias (PAPC).....	16
3.4. Critérios para previsão de vazões e geração dos cenários de afluências	19

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

1. OBJETIVO

1.1. Estabelecer os critérios e diretrizes para realização dos estudos energéticos e hidrológicos do Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme as etapas dos processos descritas no Submódulo 3.4 – Planejamento da operação energética de médio prazo, Submódulo 3.7 – Planejamento anual de prevenção de cheias, Submódulo 4.3 – Programação Mensal da Operação Energética e Submódulo 4.6 – Análise e tratamento dos dados hidroenergéticos e previsão e geração de cenários de vazões.

2. CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ENERGÉTICOS

2.1. Premissas

2.1.1. Dados considerados

2.1.1.1 A oferta considerada nos estudos energéticos é composta pelo parque gerador existente, pelos intercâmbios internacionais existentes e por suas previsões de expansão.

2.1.1.2 A expansão da oferta é considerada de acordo com o Poder Concedente e Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

2.1.1.3 O parque gerador considerado nos modelos energéticos é composto pelas usinas simuladas individualmente e usinas não simuladas individualmente. As usinas devem estar aptas a operar em algum intervalo de tempo dentro do horizonte abrangido pelo estudo.

2.1.1.4 Os valores de geração mínima e máxima por razões de confiabilidade elétrica das usinas simuladas individualmente e os limites elétricos de intercâmbio entre subsistemas para todos os patamares de carga são obtidas a partir dos estudos de planejamento da operação elétrica, conforme Submódulo 3.3 – Planejamento da operação elétrica de médio prazo e Submódulo 4.1 – Programação mensal da operação elétrica.

2.1.1.4.1 Os limites elétricos de transmissão também incluem os desligamentos que impõem limites na transmissão entre subsistemas e os desligamentos previstos para a primeira semana operativa.

2.1.1.5 Os intercâmbios internacionais são representados conforme as modalidades de intercâmbio e de acordo com as características específicas de cada modelo.

2.1.1.6 Os parâmetros associados à metodologia CVaR de aversão a risco (percentual de cenários a ponderar e peso dado aos cenários de custo mais elevados - α e λ , respectivamente), a função de custo e a taxa de desconto, são estabelecidos por regulamentação específica.

2.1.2. Representação de novos aproveitamentos

2.1.2.1 Nos modelos energéticos, a entrada de uma nova unidade geradora ou uma expansão da capacidade de transmissão entre subsistemas é representada no início do estágio subsequente à data prevista para entrada em operação.

2.1.2.1.1 Caso a data prevista para entrada em operação for o primeiro dia do mês, os estudos elaborados em estágios mensais consideram a entrada no estágio correspondente a essa data.

2.1.2.2 Nos estudos de médio prazo, novos reservatórios são representados no início do mês subsequente ao mês de finalização do enchimento do seu volume morto.

2.1.2.3 Nos estudos de curto prazo, os reservatórios são representados a partir do início de enchimento do volume morto.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

2.1.3 Representação de aproveitamento com vínculo hidráulico em diferentes subsistemas

2.1.3.1 No caso de haver limitações nos modelos computacionais e/ou restrições regulatórias que impeçam a representação adequada dos aproveitamentos com vínculo hidráulico, pertencentes a subsistemas diferentes, deve-se adotar uma representação específica para esses aproveitamentos, conforme descrito a seguir.

- (a) um primeiro aproveitamento, com reservatório e unidades geradoras, alocado no subsistema ao qual o aproveitamento está conectado à rede de transmissão. A água desse reservatório é valorizada tanto pela produtividade da própria usina, quanto pela produtividade das usinas a jusante no mesmo subsistema.
 - (b) um segundo aproveitamento, com reservatório e sem unidades geradoras, é alocado em um subsistema diferente daquele ao qual o aproveitamento está conectado eletricamente, o que faz com que apenas seu volume útil seja considerado nesse subsistema.
- (1) Caso o armazenamento do reservatório não possa ser completamente aproveitado no subsistema ao qual foi alocado, torna-se necessária a limitação de seu volume útil para o cálculo da energia armazenada nos estudos que empregam sistema equivalente.

2.1.4 Representação dos limites de transmissão entre subsistemas

2.1.4.1 Os limites de intercâmbio são obtidos com base em estudos elétricos de médio e curto prazo, que são adequados à forma de representação requerida pelos modelos computacionais em que serão empregados.

2.1.4.2 A representação dos limites de transmissão entre os subsistemas equivalentes é afetada pela forma de consideração da UHE Itaipu.

2.1.4.2.1 Caso o subsistema de Itaipu seja representado separadamente, é adotada uma topologia de rede interligando os subsistemas Itaipu, Sul e Sudeste.

2.1.4.3 A geração das usinas conectadas aos sistemas de interligação dos subsistemas limita a capacidade de transmissão entre os subsistemas adjacentes, sendo abatida uma estimativa dessa geração do limite de transmissão na modelagem.

2.1.4.4 A metodologia de transformação dos limites de intercâmbio em limitação energética e o detalhamento dos intercâmbios e usinas relacionados são apresentados no Plano da Operação Energética (PEN).

2.2. Critérios gerais

2.2.1. Usinas e aproveitamentos simulados ou não simuladas individualmente

2.2.1.1 As usinas termoelétricas e os aproveitamentos hidroelétricos simulados individualmente nos modelos energéticos e representados de acordo com as características específicas de cada modelo são aquelas classificadas nas seguintes modalidades de operação, conforme Submódulo 7.2 – Classificação da modalidade de operação de usinas:

- (a) usinas termoelétricas Tipo I ou Tipo II-A com Custo Variável Unitário (CVU) declarado;
- (b) usinas hidroelétricas Tipo I ou Tipo II-A;
- (c) reservatórios de usinas hidroelétricas Tipo II-B ou Tipo III, cuja operação hidráulica afete ou seja afetada pela operação das usinas simuladas nos modelos energéticos; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

(d) excepcionalmente, usinas não enquadradas nos critérios anteriores, desde que respaldadas por justificativa técnica aprovada pelo ONS ou regulamentação específica.

2.2.1.2 As usinas simuladas individualmente são representadas de forma integral e não são abatidas as eventuais parcelas de cargas atendidas, como autoprodução, cargas conectadas aos produtores independentes ou consumos próprios.

2.2.1.3 As usinas não simuladas individualmente nos modelos energéticos, além da contribuição própria das usinas hidroelétricas Tipo II-B e Tipo III cujos reservatórios são simulados, são representadas por blocos de energia a serem abatidos da carga global, de acordo com as características específicas de cada modelo e conforme as disponibilidades de energia definidas na regulamentação.

2.2.2 Simulações com histórico de vazões naturais e com séries sintéticas

2.2.2.1 As simulações com o histórico de vazões naturais e com séries sintéticas são utilizadas nos estudos de planejamento da operação energética de médio prazo.

2.2.2.2 As séries históricas de vazões naturais médias mensais, definida no Submódulo 4.6, são empregadas nos aproveitamentos hidroelétricos.

2.2.2.3 As séries históricas de energias naturais afluentes, utilizadas na representação a sistema equivalente, são calculadas a partir do histórico de vazões naturais médias mensais e da configuração dos aproveitamentos hidroelétricos representados.

2.2.2.4 As séries sintéticas de energias ou de vazões naturais em base mensal são empregadas para ampliar o significado estatístico dos resultados das simulações.

2.2.3 Análises das condições de atendimento

2.2.3.1 As condições de atendimento à carga de energia são avaliadas por meio de parâmetros obtidos das simulações com modelos a usinas individualizadas e a sistemas equivalentes, utilizando séries históricas e séries sintéticas.

2.2.3.2 As condições de atendimento à carga de demanda sistêmica do SIN são analisadas por meio de abordagens determinísticas.

2.2.3.3 Na abordagem determinística, o diagnóstico das condições de atendimento emprega balanços de demanda, nos quais recursos e requisitos são confrontados, e resultam em estimativas das sobras ou déficits.

2.2.3.4 As seguintes premissas são consideradas para os balanços de demanda:

- (a) análise independente de cada subsistema considerado no estudo;
- (b) limites para transferência entre subsistemas no horário de demanda máxima do SIN;
- (c) disponibilidade contratual da UHE Itaipu para o Brasil, como recurso da Região Sudeste/Centro-Oeste;
- (d) representação individualizada da injeção de potência de determinados aproveitamentos que tenham especial relevância no âmbito do estudo, definidos pelo ONS com a participação dos agentes; e
- (e) disponibilidade líquida obtida a partir da capacidade instalada, com abatimento de:
 - (1) indisponibilidade programada, estimada por taxas de manutenção definidas pelo ONS. Para o primeiro ano de estudo, é utilizado o cronograma previsto de manutenção, caso o agente tenha enviado ao ONS;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

- (2) montante de 5% da carga de demanda prevista como fator de segurança (reserva de potência operativa), modelado como acréscimo à carga;
- (3) taxas equivalentes de indisponibilidade forçada, definidas pelo ONS conforme Módulo 9 - Indicadores;
- (4) perda por deplecionamento com variação mensal, estimada segundo perfis típicos, considerando os meses de estoque e esvaziamento dos subsistemas; e
- (5) outras restrições ou abatimentos, cuja pertinência seja respaldada por análise específica do ONS com a participação dos agentes.

2.3. Critérios para Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo (PEN)

2.3.1. Representação da Usina Hidroelétrica Itaipu

2.3.1.1 A UHE Itaipu é considerada como um subsistema separado, vinculado hidraulicamente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, com carga correspondente ao seu consumo interno e ao suprimento para Administración Nacional de Electricidad – ANDE em 50 Hz.

2.3.1.2 Caso haja impedimentos de natureza computacional e/ou regulatória para a representação da UHE Itaipu como um subsistema separado, adota-se a representação de Itaipu no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Nesse caso, a carga do Sudeste/Centro-Oeste é acrescida do consumo interno da UHE Itaipu e do suprimento de Itaipu à ANDE em 50 Hz.

2.3.2. Disponibilidade dos aproveitamentos

2.3.2.1 Na determinação das disponibilidades máximas dos aproveitamentos, são consideradas as reduções decorrentes das taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e programada da usina, definidas pelo ONS conforme Módulo 9.

2.3.2.2 No cálculo das disponibilidades máximas dos aproveitamentos, é considerada também a capacidade de transmissão da instalação de conexão ao SIN.

2.3.2.3 Nos estudos para usinas simuladas individualmente, são consideradas reduções por manutenções programadas no primeiro ano civil do horizonte de estudo, definidas com base nos cronogramas informados pelos agentes de geração.

2.3.2.4 Para os demais anos do horizonte de estudo, as reduções por manutenções programadas são obtidas a partir das taxas equivalentes de indisponibilidade programada da usina.

2.3.2.4.1 Especificamente para o segundo ano do horizonte de estudo, os cronogramas de manutenção informados pelos agentes de geração são considerados preferencialmente, caso ocasionem impactos significativos ao SIN e à operação energética.

2.3.2.5 Caso o modelo computacional não esteja apto a representar as reduções por manutenções programadas com base nos cronogramas informados pelos agentes para as usinas hidroelétricas simuladas individualmente, as reduções por manutenções programadas são obtidas a partir das taxas equivalentes de indisponibilidade programada da usina.

2.3.2.5.1 Na ausência de informações para determinação das taxas equivalentes de indisponibilidade programada, são utilizados os valores de referência oriundos do cálculo da garantia física, as informações oficiais dos agentes de geração ou as informações do *Bracier*, nessa ordem.

2.4. Critérios para Programação Mensal da Operação Energética (PMO)

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

2.4.1. Disponibilidade dos aproveitamentos

2.4.1.1 Para determinação da disponibilidade máxima dos aproveitamentos, a disponibilidade das usinas geradoras hidráulicas e térmicas é calculada a partir das informações dos agentes de geração e é determinística para o mês do PMO.

2.4.1.2 Para determinação da disponibilidade máxima dos aproveitamentos das usinas hidroelétricas simuladas individualmente, são consideradas as reduções por manutenções programadas de acordo com cronograma informado pelo agente de geração, consolidada na reunião de coordenação de manutenção que ocorre no âmbito do PMO.

2.4.2 Atualização das funções de custo futuro

2.4.2.1 A atualização das funções de custo futuro (FCF) para o PMO utiliza parâmetros do modelo para otimização hidrotérmica para subsistemas equivalentes interligados, definidos conforme Tabela 1:

Tabela 1 – Parâmetros do modelo para otimização hidrotérmica

Parâmetros	Valores
Período de estabilização final	5 anos
Utilização de tendência hidrológica inicial	Sim
Ordem máxima para o modelo autorregressivo	6
Nº de simulações <i>forward</i>	200
Nº de aberturas	20
Nº mínimo de iterações para convergência	30
Nº máximo de iterações para convergência	45
Intervalo de confiança (tolerância) para critério de convergência estatístico	95%
Critério de parada	Avaliação do delta de ZINF por três iterações seguidas

2.4.3 Balanço operativo de demanda na ponta

2.4.3.1 O balanço operativo de demanda na ponta é realizado para definição dos montantes de déficit ou superávit de cada subsistema e é igual aos recursos menos os requisitos disponíveis no subsistema, em base diária.

2.4.3.2 Os requisitos considerados no balanço são:

- (a) a carga ativa global de demanda instantânea semanal prevista para cada subsistema;
- (b) a demanda correspondente ao intercâmbio de exportação; e
- (c) a parcela correspondente à reserva de potência operativa à carga de demanda.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

2.4.3.3 O balanço considera a ocorrência da carga de demanda máxima instantânea em qualquer dia útil da semana, uma vez que percentuais estatísticos de indisponibilidade forçada das unidades geradoras não são considerados nesse balanço.

2.4.3.3.1 As manutenções no balanço são tratadas como determinísticas, com base na referência inicial do cronograma de manutenções não consolidado, informado pelo agente de geração.

2.4.3.4 Os recursos considerados no balanço são:

- (a) a potência hidráulica efetiva por agente;
- (b) a potência térmica efetiva por agente;
- (c) a potência efetiva disponível na UHE Itaipu; e
- (d) a potência disponível correspondente à importação programada.

2.4.3.5 Os recursos obedecem às seguintes premissas:

- (a) a potência efetiva disponível na UHE Itaipu é limitada aos valores máximos de geração previstos para os setores de 50 Hz e 60 Hz por razões elétricas, abatido o suprimento à ANDE em 50 Hz;
- (b) a potência total para os subsistemas Norte, Nordeste e Sul é igual ao somatório das potências efetivas hidráulica e térmica por agente; e
- (c) a potência total para o subsistema Sudeste é igual ao somatório das potências efetivas hidráulica e térmica por agente, com a potência efetiva disponível na UHE Itaipu.

2.4.3.6 Os subsistemas que apresentarem déficits, ou seja, recursos insuficientes para atendimento aos seus requisitos, recebem potência dos subsistemas com superávit até que seus déficits sejam cobertos, ou até que se esgote a disponibilidade de potência do subsistema superavitário ou até que seja atingido o limite de transmissão para recebimento de potência do subsistema superavitário.

2.4.3.7 Se o déficit de potência em um subsistema persistir, depois de esgotados o fornecimento dos subsistemas superavitários, será necessária a implementação de medidas para recompor o montante de reserva de potência operativa do subsistema em déficit.

2.4.3.8 As medidas para recompor a reserva de potência operativa do sistema deficitário serão adotadas por ordem de mérito de custo conforme o PMO e estão descritas a seguir:

- (a) realocação ou cancelamento de manutenção das unidades geradoras;
- (b) elevação da geração termoelétrica no horário de demanda máxima do SIN;
- (c) solicitação de compra de potência dos autoprodutores e/ou agentes de comercialização;
- (d) autorização de recebimento de potência de outros países;
- (e) solicitação para modulação de carga de grandes consumidores;
- (f) solicitação de compra de redução de demanda ofertada pelos agentes de distribuição e/ou de comercialização; e
- (g) redução ou cancelamento de exportação de energia.

2.4.4 Cálculo dos custos marginais de operação semanal

2.4.4.1 Os custos marginais de operação semanais são calculados diretamente pelo modelo para otimização da operação de curto prazo com base em usinas individualizadas para cada semana operativa do PMO,

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

considerando todas as restrições operativas nas usinas hidráulicas e térmicas, bem como no sistema elétrico de interconexão entre os diversos subsistemas.

2.5. Critérios para Programação Diária da Operação (PDO)

2.5.1 Descrição geral

2.5.1.1 O modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo no processo de programação diária eletroenergética recebe a função de custo futuro do modelo de curto prazo, inclui como dados de entrada a previsão de vazões, a previsão de carga, a previsão da geração eólica e a rede elétrica e, resulta no valor do custo marginal de operação (CMO) semi-horário, conforme processo descrito no Submódulo 4.5 – Programação Diária da Operação.

2.5.1.2 O modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo é executado diariamente em D-1, com horizonte de D até o final da semana operativa, em que é feita a consulta à função de custo futuro do modelo de curto prazo, conforme mostrado na Figura 1.

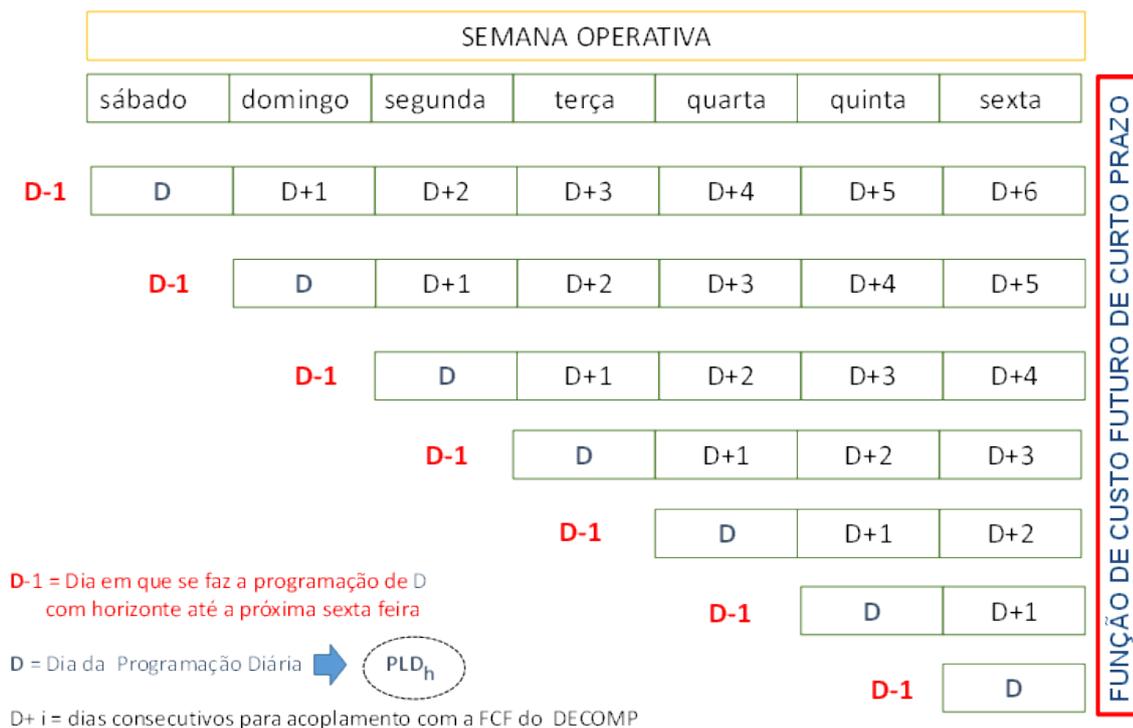


Figura 1 - Acoplamento com o modelo de curto prazo

2.5.1.3 O primeiro dia (D) é detalhado em 48 intervalos semi-horários, considerando a Rede de Transmissão. Os demais dias da semana operativa (D+1 até D+6) são divididos em patamares de carga.

2.5.2 Diretrizes para a montagem de casos diários no modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo

2.5.2.1 Previsão da vazão natural diária

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

2.5.2.1.1. A previsão de vazões incrementais diárias tem um horizonte máximo de 7 dias à frente e é utilizada conforme descrito no Submódulo 4.6.

2.5.2.1.2. A previsão de vazões, realizada com frequência diária, é obtida utilizando os modelos chuva-vazão para todos os dias do horizonte. Para as bacias que não possuem modelo chuva-vazão, é utilizado o modelo que produz previsões de vazões semanais.

2.5.2.2 Previsão da carga diária

2.5.2.2.1. A carga prevista para a programação do dia D é utilizada conforme Submódulo 4.4 - Consolidação da previsão de carga para programação eletroenergética. Para os demais dias da semana operativa, a carga é obtida diretamente do modelo de previsão de carga, agregada em patamares.

2.5.2.2.2. A carga para o dia D, considerando as perdas elétricas, é prevista por área em intervalos semi-horários e distribuída pelas barras do SIN.

2.5.2.3 Representação de usinas hidroelétricas

2.5.2.3.1. Os reservatórios de todas as usinas, inclusive àquelas consideradas como a fio d'água nos estudos de médio e curto prazo, podem ser representados nos estudos de curtíssimo prazo..

2.5.2.4 Representação de usinas termoelétricas

2.5.2.4.1. As usinas termoelétricas são representadas, conforme Submódulo 4.5, com *unit commitment* e ciclo combinado sendo representados conforme aplicável à modelagem do DESSEM.

2.5.2.5 Representação das restrições hidráulicas

2.5.2.5.1. As restrições hidráulicas passíveis de modelagem são representadas dentre as descritas no Submódulo 4.7 - Atualização de informações sobre restrições hidráulicas dos aproveitamentos hidroelétricos.

2.5.2.6 Geração de usinas não simuladas individualmente

2.5.2.6.1. A geração das usinas classificadas na modalidade de operação Tipo III que injetam na rede elétrica simulada e das usinas térmicas e hidráulicas Tipo II-B ou Tipo II-C são previstas com base nos dados de geração verificados.

2.5.2.6.2. No caso de usinas classificadas na modalidade de operação Tipo III que não injetam na rede elétrica simulada, a geração é considerada agregada por subsistema e abatida da carga, também com base em valores verificados.

2.5.2.7 Geração de fonte eólica

2.5.2.7.1. A previsão de geração de fonte eólica das usinas classificadas na modalidade de operação Tipo I, Tipo II-B e Tipo II-C, para o dia D, é fornecida pelo modelo de previsão de geração eólica para os 48 intervalos semi-horários.

2.5.2.7.2. A previsão de geração eólica é agregada por patamar da carga do dia D+1 até o final do horizonte.

2.5.2.8 Geração de fonte solar

2.5.2.8.1. A previsão de geração de fonte solar de usinas classificadas na modalidade de operação Tipo I, Tipo II-B ou Tipo II-C é resultante de processo heurístico que considera a média de geração verificada de dias típicos.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

2.5.2.9 Sistema de transmissão - rede elétrica

2.5.2.9.1. O sistema de transmissão é considerado para o dia D. Para os demais dias, é considerada a mesma modelagem por subsistemas agregados adotada para o modelo de curto prazo.

2.5.2.9.2. O sistema de transmissão é definido pelo caso base de fluxo de potência do planejamento elétrico mensal e atualizado diariamente ao longo do mês em função de intervenções e entrada de novos equipamentos.

2.5.2.9.3. É adotado o método linearizado (*Flow DC*) para determinação dos fluxos de potência, sem o cálculo de perdas elétricas.

2.5.2.9.4. As restrições de segurança elétrica, bem como os limites de fluxo para controle de carregamento (inequações) são definidos pelos estudos de planejamento elétrico quadrimestral e mensal, conforme Submódulos 3.4 e 4.1.

2.5.2.10 Intervenções e Desligamentos

2.5.2.10.1. As intervenções são provenientes de sistema de gestão específico, conforme Submódulo 4.2 – Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação.

3 CRITÉRIOS PARA ESTUDOS HIDROLÓGICOS

3.4 Premissas

3.1.1 Os agentes de geração considerados nos critérios para os estudos hidrológicos são aqueles responsáveis pelas usinas simuladas individualmente nos modelos energéticos, conforme os critérios para estudos energéticos descrito no item 2.

3.5 Critérios para acompanhamento, análise e tratamento dos dados hidroenergéticos

3.2.1 Consistências diárias de primeiro, segundo e terceiro níveis para consolidação dos dados hidráulicos

3.2.1.1 A consistência de primeiro nível e a consolidação em base diária dos dados hidráulicos informados pelos agentes de geração são realizadas conforme os seguintes critérios:

- (a) o nível de água do reservatório deve estar entre os valores de nível de água mínimo e máximo operativo, salvo em situações excepcionais;
- (b) a taxa de variação diária do nível de água do reservatório deve estar dentro de uma faixa predefinida para cada reservatório;
- (c) a vazão turbinada deve ser compatível com a geração do aproveitamento; e
- (d) a vazão afluente (Q_{afl}) deve ser compatível com o valor calculado pelo método de balanço hídrico do reservatório, a partir da equação (i):

$$(i) Q_{afl} = Q_{def} + Q_{tra} + \Delta V / 86.400$$

sendo,

Q_{afl} : vazão afluente ao reservatório (m^3/s);

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

Q_{def} : vazão defluente total, composta pela soma das vazões turbinada, vertida e de outras estruturas do reservatório (m^3/s);

A vazão de outras estruturas é a vazão restituída ao rio a jusante do aproveitamento, através de estruturas hidráulicas diversas, como eclusas, escadas de peixe e descargas de fundo, quando utilizada com objetivo diferente de controle dos níveis e de cheias.

Q_{tra} : vazão transferida ou recebida de outro reservatório, por meio de canal, túnel, estação de bombeamento etc. (m^3/s); e

DV: variação diária do volume acumulado, obtida a partir da tabela cota-volume do reservatório (m^3).

3.2.1.2 A consistência de segundo nível e a consolidação de terceiro nível dos dados hidráulicos diários abrangem as seguintes atividades:

- (a) cálculo da vazão da bacia incremental relativa a cada aproveitamento, denominada “vazão natural incremental” (Q_{inc}), a partir da equação ():

$$() Q_{inc} = Q_{afl} - Q_{defmp} + Q_{uso} + Q_{evp}$$

sendo,

Q_{inc} : vazão natural incremental, entre o aproveitamento e os aproveitamentos a montante (m^3/s);

Q_{afl} : vazão afluente ao reservatório, obtida conforme equação ();

Q_{defmp} : vazão defluente dos reservatórios a montante, devidamente propagada em condição de reservatório (m^3/s);

Q_{uso} : vazão relativa aos usos consuntivos da bacia incremental (m^3/s); e

Q_{evp} : vazão relativa à evaporação do reservatório, obtida a partir do polinômio Cota x Área e do vetor mensal de evaporação líquida do reservatório (m^3/s).

- (b) consistência das vazões naturais incrementais (Q_{inc}) para eliminar ou minimizar a ocorrência e magnitude dos valores negativos e para suavizar as grandes oscilações de vazões incompatíveis com a natureza da bacia, realizado a partir de pelo menos uma das seguintes metodologias:

- (1) médias móveis;
- (2) modulação, a partir de hidrogramas das vazões observadas em estações fluviométricas existentes na bacia incremental ou em regiões próximas;
- (3) agrupamento de bacias incrementais, e
- (4) cálculo a partir da vazão afluente adotada com base em curvas referenciais de cota e afluência, estabelecidas conforme metodologia específica para cada reservatório.

- (c) propagação das vazões defluentes dos aproveitamentos a montante, em condições de reservatório, e propagação das vazões naturais dos aproveitamentos a montante, em condições naturais, a partir de pelo menos uma das seguintes metodologias:

- (1) defasagem das vazões, considerando o tempo de viagem da água entre os aproveitamentos em horas;
- (2) propagação hidrológica, como a utilizada nos métodos *Muskingum*, *Todini Modificado* e *SSARR*; e
- (3) propagação hidráulica, como a utilizada em modelos hidrodinâmicos.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

3.2.1.3 As metodologias utilizadas para as consistências diárias de primeiro, segundo e terceiro níveis dos dados hidráulicos são definidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, em conjunto com os agentes de geração.

3.2.2 Obtenção das vazões naturais

3.2.2.1 A vazão natural de cada aproveitamento (Q_{nat}) é obtida a partir da equação (1):

$$(1) Q_{nat} = Q_{natp} + Q_{inc\ con}$$

sendo,

Q_{nat} : vazão natural no local do aproveitamento (m^3/s);

Q_{natp} : vazão natural dos reservatórios a montante, devidamente propagada em condição natural (m^3/s); e

$Q_{inc\ con}$: vazão natural incremental consistida, entre o aproveitamento e os aproveitamentos a montante (m^3/s).

3.2.3 Cálculo da energia natural afluyente (ENA)

3.2.3.1 A Energia Natural Afluyente (ENA) é calculada a partir das vazões naturais e das produtibilidades equivalentes ao armazenamento de 65% do volume útil dos reservatórios dos aproveitamentos hidroelétricos.

3.2.3.2 A ENA pode ser calculada em base diária, semanal, mensal ou anual e, também, por bacia ($ENABACIA$) e por subsistema ($ENASUBSISTEMA$), de acordo com os sistemas de aproveitamentos hidroelétricos existentes nas configurações das bacias hidrográficas e dos subsistemas elétricos, conforme as equações (1) e (2):

$$(1) ENABACIA(t) = \sum_{i=1}^n (Q_{nat}(i,t) \times p(i))$$

$$(2) ENASUBSISTEMA(t) = \sum_{j=1}^m (Q_{nat}(j,t) \times p(j))$$

sendo,

t: intervalo de tempo de cálculo da ENA;

i: aproveitamento pertencente ao sistema de aproveitamentos da bacia considerada;

n: número de aproveitamentos existentes no sistema de aproveitamentos da bacia considerada;

Q_{nat} : vazão natural do aproveitamento no intervalo de tempo considerado, conforme item 3.2.2.1;

p: produtividade média do conjunto turbina-gerador do aproveitamento hidroelétrico, referente à queda obtida pela diferença entre o nível de montante, correspondente a um armazenamento de 65% do volume útil, e o nível médio do canal de fuga;

j: aproveitamento pertencente ao sistema de aproveitamentos do subsistema considerado; e

m: número de aproveitamentos existentes no sistema de aproveitamentos do subsistema considerado.

3.2.4 Cálculo da energia armazenada (EAR)

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

3.2.4.1 A Energia Armazenada (EAR) é calculada a partir dos volumes armazenados nos reservatórios e das produtibilidades dos aproveitamentos hidroelétricos.

3.2.4.2 A EAR pode ser calculada por bacia (EAR_{Bacia}) e por subsistema e leva em consideração os desvios de água para reservatórios e aproveitamentos da mesma bacia ou de outras, por meio de canais, túneis, estações de bombeamento etc.

3.2.4.3 A EAR por subsistema é calculada de forma análoga aos cálculos efetuados para EAR_{Bacia} , levando em consideração que a energia produzida pela água armazenada em alguns reservatórios, como Três Marias e Serra da Mesa, é distribuída em dois subsistemas.

3.2.4.4 A EAR_{Bacia} é calculada conforme as equações (), () e ():

$$() EAR\%_{Bacia} = \frac{EAR_{Bacia}}{EARmax_{Bacia}}$$

$$() EAR_{Bacia} = \sum_{i=1}^n (EAR_i)$$

$$() EARmax_{Bacia} = \sum_{i=1}^n (EARmax_i)$$

sendo,

$EAR\%_{Bacia}$: relação entre a energia armazenada e a energia armazenada máxima na bacia considerada (%);

EAR_{Bacia} : energia armazenada na bacia considerada (MWmed);

$EARmax_{Bacia}$: energia armazenada máxima na bacia considerada (MWmed);

EAR: energia associada ao volume armazenado no reservatório, em um período de um mês, considerando a produtividade na própria usina e em todas as usinas a jusante da bacia considerada, descontando-se o volume morto (MWmed), conforme item 0;

EARmax: energia associada ao máximo de água armazenada no reservatório, em um período de um mês, considerando a produtividade na própria usina e em todas as usinas a jusante da bacia considerada, descontando-se o volume morto (MWmed), conforme item 0;

i: aproveitamento pertencente à bacia considerada; e

n: número de aproveitamentos existentes na bacia considerada.

3.2.4.5 Os valores de EAR e EARmax são obtidos a partir das equações () e ():

$$() EAR_i = \frac{(V_i - Vmin_i)}{2,6298} \times (PRODeq_i + \sum_{j=1}^m (PRODeq_j))$$

$$() EARmax_i = \left(\frac{Vmax_i - Vmin_i}{2,6298} \right) \times (PRODeqmax_i + \sum_{j=1}^m (PRODeqmax_j))$$

sendo,

V: volume acumulado no reservatório (hm³);

Vmin: volume mínimo normal do reservatório (hm³);

Vmax: volume máximo normal do reservatório (hm³);

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

PRODeq: produtibilidade equivalente do aproveitamento hidrelétrico (MW/m³/s), conforme item 3.2.4.6;

PRODeqmax: produtibilidade equivalente máxima do aproveitamento hidrelétrico (MW/m³/s), conforme item 3.2.4.6;

i: aproveitamento considerado;

j: aproveitamentos existentes a jusante do aproveitamento considerado; e

m: número de aproveitamentos existentes a jusante do aproveitamento considerado.

3.2.4.6 Os valores de PRODeq e PRODeqmax são obtidos a partir das equações () e (1):

$$() PRODeq_i = (PRODesp_i) \times (Heq_i)$$

$$(1) PRODeqmax_i = (PRODesp_i) \times (Heqmax_i)$$

sendo,

PRODesp: produtibilidade específica do aproveitamento hidrelétrico (MW/m³/s/m);

Heq: queda líquida equivalente (m), conforme item 0; e

Heqmax= máxima queda líquida equivalente (m), conforme item 0.

3.2.4.7 Os valores de Heq e Heqmax são obtidos a partir dos seguintes condicionantes:

(a) se a regularização proporcionada pelo reservatório for mensal, é utilizada as equações () e (1):

$$() Heq_i = (CotaGeo_i) - (CFugamed_i) - (Perdas_i)$$

$$(1) Heqmax_i = (CotaGeomax_i) - (CFugamed_i) - (Perdas_i)$$

(b) se a regularização proporcionada pelo reservatório for semanal ou diária, é utilizada a equação ():

$$() Heq_i = Heqmax_i = (Cotaref_i) - (CFugamed_i) - (Perdas_i)$$

sendo,

CotaGeo: cota geométrica equivalente do aproveitamento (m), conforme item 3.2.4.8;

CFugamed: nível médio do canal de fuga do aproveitamento (m);

Perdas: perda de carga hidráulica média do aproveitamento (m);

CotaGeomax: máxima cota geométrica equivalente do aproveitamento (m), conforme item 3.2.4.8; e

Cotaref: cota de referência do reservatório (m), conforme item 3.2.4.8.

3.2.4.8 Os valores de CotaGeo, CotaGeomax e Cotaref são obtidos a partir das equações (), (1) e (2):

$$() CotaGeo_i = \left(\frac{1}{V_i - Vmin_i} \right) \times$$

$$\left(\frac{a_i}{5} \times (V_i^5 - Vmin_i^5) + \frac{b_i}{4} \times (V_i^4 - Vmin_i^4) + \frac{c_i}{3} \times (V_i^3 - Vmin_i^3) + \frac{d_i}{2} \times (V_i^2 - Vmin_i^2) + e \times (V_i - Vmin_i) \right)$$

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

(1) $Cota_{Geomax_i} =$

$$\left(\frac{a_i}{5} \times (Vmax_i^5 - Vmin_i^5)\right) + \frac{b_i}{4} \times (Vmax_i^4 - Vmin_i^4) + \frac{c_i}{3} \times (Vmax_i^3 - Vmin_i^3) + \frac{d_i}{2} \times (Vmax_i^2 - Vmin_i^2) + e \times ($$

$$(2) Cotaref_i = (a_i \times Vref_i^4 + b_i \times Vref_i^3 + c_i \times Vref_i^2 + d_i \times Vref_i + e_i)$$

sendo, as seguintes variáveis obtidas conforme descrito no Submódulo 3.8 – Atualização de dados técnicos dos aproveitamentos hidroelétricos:

Vmin_i: volume mínimo operativo normal do reservatório (hm³);

Vmax_i: volume máximo operativo normal do reservatório (hm³);

PROD_{esp}: produtividade específica do aproveitamento hidrelétrico (MW/m³/s/m);

CFugamed_i: nível médio do canal de fuga do aproveitamento (m);

Perdas_i: perda de carga hidráulica média do aproveitamento (m);

a_i, b_i, c_i, d_i, e_i: coeficientes do polinômio cota-volume do reservatório; e

Vref_i: volume de referência do reservatório (hm³).

3.6 Critérios para Planejamento Anual de Prevenção de Cheias (PAPC)

3.6.1 Análise de consistência das séries sintéticas das vazões diárias

3.3.1.1 As séries sintéticas das vazões incrementais diárias geradas, correspondentes aos cenários hidrológicos, são analisadas a fim de se buscar consistência em relação às séries históricas, conforme os seguintes critérios (entre parênteses, estão os valores de referência para ajuste ótimo):

- probabilidade de a média da vazão diária da série sintética ser superior à da série histórica (0,5);
- probabilidade de o desvio padrão da vazão diária da série sintética ser superior ao da série histórica (0,5);
- probabilidade de a média do volume de espera anual da série sintética ser superior à da série histórica (0,5);
- probabilidade de o desvio padrão do volume de espera anual da série sintética ser superior ao da série histórica (0,5);
- probabilidades de a distância multivariada da média e o desvio padrão do volume de espera anual da série sintética serem superiores aos das séries históricas (1,0); e
- teste de *Smirnov* para os volumes de espera anuais das séries sintética e histórica (aceitação com nível de significância de 10%).

3.6.2 Cálculo dos volumes de espera em sistemas de reservatórios

3.3.2.1 Os volumes de espera são calculados para cada cenário hidrológico, utilizando séries sintéticas de vazões naturais incrementais médias diárias, quando estas se apresentarem consistentes, ou séries históricas das vazões naturais incrementais médias diárias.

- caso sejam utilizadas séries sintéticas de vazões, os volumes de espera resultantes representam os valores mínimos a serem adotados nos reservatórios do sistema ou, quando o sistema possui um

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

único reservatório, o volume de espera resultante representa exatamente o volume a ser adotado nesse reservatório.

- (b) caso sejam utilizadas séries históricas de vazões, os volumes de espera resultantes representam exatamente os volumes a serem adotados nos reservatórios do sistema.

3.3.2.2 Caso não exista um reservatório imediatamente a montante do local da restrição de vazão máxima, é definido um reservatório fictício e os volumes de espera resultantes são distribuídos entre os reservatórios do sistema localizados a montante desse local, considerando os seguintes aspectos:

- (a) distribuição proporcional ao fator de contribuição das vazões em cada local do reservatório, em relação ao local onde foi calculado o volume de espera;
- (b) capacidade para alocação do volume de espera;
- (c) efetividade para o controle de cheias nos locais de restrição de vazão máxima; e
- (d) impactos energéticos decorrentes.

3.6.3 Avaliação dos impactos energéticos das alternativas de volumes de espera

3.3.3.1 A partir das alternativas de volumes de espera para todos os reservatórios dos sistemas de reservatórios para controle de cheias, definidas conforme Submódulo 3.7, e a partir da alternativa de não alocação dos volumes de espera, os impactos na operação eletroenergética são avaliados utilizando-se os seguintes resultados dos modelos de avaliação energética:

- (a) risco de déficit;
- (b) CMO;
- (c) probabilidade de reenchimento dos subsistemas ou reservatórios ao final do período de controle de cheias; e
- (d) vertimentos realizados.

3.6.4 Classificação das situações de operação para controle de cheias

3.3.4.1. A definição das regras de operação de controle de cheias, conforme descrito no Submódulo 3.7, deve considerar a classificação das situações de operação apresentada no Quadro 1, sendo:

- (a) indicativo de violação das restrições hidráulicas de vazões máximas: obtido com base nos estados de armazenamento, de afluências aos reservatórios e de vazões incrementais entre os reservatórios e os pontos de controle;
- (b) ocupação de volumes de espera:
 - (1) para os sistemas de reservatórios independentes constituídos de um único reservatório de regularização: quando os volumes vazios disponíveis são inferiores aos volumes de espera estabelecidos no PAPC.
 - (2) para os sistemas de reservatórios interdependentes: quando os tempos de recorrência proporcionados pelos volumes vazios disponíveis são inferiores aos tempos de recorrência recomendados no PAPC.
- (c) caracterização de cheia: previsão ou ocorrência de vazões naturais nos pontos de controle superiores às restrições de vazões máximas consideradas.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

Quadro 1 – Classificações das situações de operação para controle de cheias

Situação de Operação	Descrição
Normal	Não há: <ul style="list-style-type: none"> • indicativo de violação de restrições hidráulicas de vazões máximas; e • ocupação de volumes de espera; e • caracterização de cheia.
Atenção	Não há: <ul style="list-style-type: none"> • indicativo de violação de restrições hidráulicas de vazões máximas; e Há: <ul style="list-style-type: none"> • caracterização de cheia ou há ocupação de volumes de espera.
Alerta	Há: <ul style="list-style-type: none"> • indicativo de violação das restrições hidráulicas de vazões máximas; e • ocupação de volumes de espera; e • caracterização de cheia.
Emergência	Há: <ul style="list-style-type: none"> • violação de restrições hidráulicas de vazões máximas; e • ocupação de volumes de espera; e • caracterização de cheia.

3.7 Critérios para previsão de vazões e geração dos cenários de aflúências

3.7.1 Análise de consistência e consolidação das vazões naturais médias diárias previstas

3.4.1.1 As vazões naturais médias diárias previstas pelos agentes de geração e pelo ONS são analisadas com base nos seguintes critérios de consistência:

- inexistência de valores negativos de vazões naturais incrementais médias diárias;
- inexistência de incompatibilidade entre, por um lado, as previsões de vazões naturais médias diárias e, por outro, os valores de vazões observadas e os valores de previsões de precipitação na área incremental da bacia hidrográfica; e
- inexistência de incompatibilidade nas parcelas relativas às vazões de uso consuntivo e de evaporação líquida que foram adicionadas às vazões previstas.

3.7.2 Estimação das vazões naturais médias de semana ou de mês incompletos

3.4.2.1 As vazões naturais afluentes médias de semana ou de mês incompletos são estimadas, para aproveitamentos hidroelétricos, pelo critério da média proporcional entre os valores das vazões naturais

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2020.12	01/01/2021

médias diárias verificadas no período decorrido e os valores das vazões naturais médias diárias previstas para os dias restantes da semana ou do mês.

3.4.2.2 A proporção representativa de cada período é definida pelo número de dias com valores verificados e pelo número de dias com valores previstos.

3.4.2.3 A estimação das vazões naturais médias é calculada a partir da equação (1):

$$1) QN(i,t) = \frac{\sum_{d=1}^n (QN_{VERIF}(i,d)) + \sum_{d=n+1}^m (QN_{PREV}(i,d))}{m}$$

sendo,

i: identificação do aproveitamento hidroelétrico onde está sendo estimada a vazão natural média de semana ou de mês incompletos;

t: identificação da semana ou do mês para o qual está sendo estimada a vazão natural média;

d: identificação do dia da semana ou do mês considerado;

n: número de dias com valores de vazões naturais verificadas;

m: número de dias do período total considerado (semana ou mês);

QN_{VERIF} : vazão natural média diária verificada no aproveitamento hidroelétrico; e

QN_{PREV} : vazão natural média diária prevista no aproveitamento hidroelétrico.