

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.032, DE 26 DE JULHO DE 2022

Consolida os atos regulatórios relativos à elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO, e para a formação do Custo Marginal da Operação – CMO e do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD; à atualização do valor do patamar da função de custo do déficit de energia elétrica; e aos critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças(PLD) e do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEO_{Itaipu}).

Voto

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –ANEEL, conforme a Portaria nº 139, de 18 de maio de 2022 no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o que consta na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; na Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998; na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; no Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; no Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002; no Decreto nº 72.707, de 28 de agosto de 1973; Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; no Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004; no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; na Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE nº 7, de 14 de dezembro de 2016; na Resolução CNPE nº 22, de 5 de outubro de 2021; e o que consta dos Processos 48500.003207/2010-10, 48500.004659/2014-34, 48500.005442/2017-94, 48500.001825/2018-74, 48500.005003/2020-87 e 48500.003434/2022-71 resolve:

Art. 1º Consolidar, nos termos desta Resolução, os atos regulatórios relativos:

I - à elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO e à formação do Custo Marginal da Operação – CMO e do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD;

II - à atualização do valor do patamar da função de custo do déficit de energia elétrica; e

III - aos critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEO_{Itaipu}).

CAPÍTULO I

DA ESTRUTURA DO PMO

Art. 2º O PMO tem por objetivo estabelecer as metas e diretrizes eletroenergéticas da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, de forma a assegurar a otimização dos recursos disponíveis para atendimento da carga.

Art. 3º O PMO será elaborado e coordenado pelo ONS, com apoio da CCEE e participação dos agentes setoriais, em reunião mensal, a qual deverá ser gravada e transmitida via internet.

§ 1º Os estudos para o PMO compreenderão até 5 (cinco) anos, em base mensal e por patamar de carga, sendo o primeiro mês discretizado em etapas semanais.

§ 2º As semanas operativas compreendidas no estudo correspondem ao período que se inicia à 0h00min do sábado e termina às 24h00min da sexta-feira subsequente e abrangem todos os dias do mês a que se refere o estudo, podendo também incluir dias dos meses adjacentes.

§ 3º A atualização da Função de Custo Futuro – FCF do modelo de médio prazo, conforme parágrafo 1º do art. 4º, será feita mensalmente quando da elaboração do PMO, observado o disposto no art. 27 desta Resolução.

§ 4º Os estudos para o PMO deverão ser revistos, com periodicidade máxima semanal.

§ 5º Nas revisões semanais deverão ser incorporadas informações atualizadas referentes ao estado do sistema, às previsões de carga e aflúncias e aos demais dados que tenham a periodicidade de atualização inferior a 1 (um) mês, conforme art. 5º.

§ 6º A atualização da FCF do modelo de curto prazo, conforme parágrafo 2º do art. 4º, será feita semanalmente, observado o disposto no art. 22 desta Resolução.

Art. 4º Para a elaboração do PMO deverão ser adotados modelos de otimização compatíveis com o horizonte de simulação, cujo uso deverá ser previamente autorizado pela ANEEL.

§ 1º O modelo para otimização hidrotérmica para subsistemas equivalentes interligados de médio prazo determina a estratégia de operação de até cinco anos, de forma a minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo do período de planejamento da operação.

§ 2º O modelo para otimização da operação de curto prazo com base em usinas individualizadas determina a estratégia que minimize o valor esperado do custo total de operação para o horizonte do planejamento da operação, considerando as usinas individualizadas que compõem os sistemas hidrotérmicos interligados.

§ 3º O modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo tem o objetivo de determinar, por usina hidroelétrica e unidade geradora termoelétrica, um despacho hidrotérmico de mínimo custo operativo para o sistema para um período de até duas semanas e discretizado em patamares cronológicos com duração mínima de meia hora.

Art. 5º A sistemática, prazos, responsabilidades e produtos para elaboração do PMO deverão constar dos Procedimentos de Rede do ONS, devendo conter, no mínimo:

I - base de dados do PMO e de suas revisões;

II - responsabilidades dos participantes do PMO;

III - cronograma de envio e análise das informações necessárias para a elaboração do PMO e de suas revisões;

IV - cronograma de atualização das informações necessárias para a elaboração do PMO e de suas revisões;

V - descrição das etapas do processo do PMO;

VI - produtos do PMO.

§ 1º Caso haja necessidade de atualização de informação para o PMO cujo prazo esteja em desacordo com os cronogramas de que trata o inciso IV, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês do PMO.

§ 2º Não se aplica o disposto no § 1º para os casos de erros de que trata o art. 27 desta Resolução.

CAPÍTULO II

DAS DIRETRIZES E INFORMAÇÕES A SEREM CONSIDERADAS NO PMO E SUAS REVISÕES

Art. 6º É de responsabilidade do ONS incorporar as informações e os dados nos modelos utilizados no PMO e suas revisões.

§ 1º Os agentes participantes do PMO deverão analisar as informações e os dados e submeter ao ONS os eventuais comentários e as necessidades de alterações detectadas.

§ 2º As informações consideradas no PMO devem ser rastreáveis e os processos do ONS para o PMO devem ser reproduzíveis.

§ 3º No horizonte comum dos modelos de otimização, os dados e informações considerados deverão estar compatíveis.

Art. 7º A oferta considerada nos estudos energéticos é composta pelos empreendimentos de geração em operação comercial e por suas previsões de expansão, além dos intercâmbios internacionais.

§ 1º Serão simuladas individualmente:

I - usinas hidrelétricas e termelétricas com Custo Variável Unitário – CVU declarado, despachadas centralizadamente;

II - usinas hidrelétricas cuja operação hidráulica afete ou seja afetada pela operação de usinas simuladas individualmente; e

III - excepcionalmente, usinas não enquadradas nos critérios anteriores, desde que respaldadas por justificativa técnica do ONS ou regulamentação específica.

§ 2º As demais usinas, não enquadradas no § 1º, serão representadas por blocos de energia a serem abatidos da carga global.

§ 3º No caso de decisão da ANEEL de encaminhar ao MME proposta de declaração de caducidade de Contrato de Concessão de empreendimento de geração, o ONS deverá retirar o referido empreendimento da base de dados do PMO.

Art. 8º O ONS deverá atualizar os pontos de fronteira entre os submercados que compõem o SIN a cada revisão quadrimestral do Plano da Operação Energética – PEN.

§ 1º A atualização de que trata o caput não poderá alterar o submercado de agente de geração ou de consumo.

§ 2º O ONS deverá dar publicidade, com a possibilidade de participação dos agentes setoriais, antes de sua implementação.

§ 3º As informações relacionadas à atualização dos pontos de fronteira deverão ser disponibilizadas no sítio eletrônico do ONS.

Seção I

Usinas Simuladas Individualmente

Art. 9º O ONS deverá atualizar a oferta a ser considerada no PMO e revisões, com base na disponibilidade dos empreendimentos de geração.

§ 1º Para atualização da oferta relacionada à expansão da geração, deverá ser considerado o cronograma de entrada em operação comercial, conforme estabelecido no art. 7º da Resolução CNPE nº [22](#), de 2021.

§ 2º No caso de suspensão da operação comercial de unidade geradora, o agente de geração responsável pela usina deverá declarar ao ONS cronograma de restabelecimento da operação.

§ 3º Poderá ser adotado cronograma diferente do citado no § 2º caso o acompanhamento da ANEEL não esteja aderente ao cronograma declarado pelo agente responsável.

§ 4º O agente de geração de usina termelétrica deverá declarar para o PMO e revisões a disponibilidade da usina de forma compatível com o período que este disponha de comprovação de suprimento de combustível.

Art. 10. Para o PMO e revisões deverá ser utilizado o Custo Variável Unitário – CVU constante do Contrato de Comercialização em Ambiente Regulado – CCEAR ou o CVU aprovado pela ANEEL, no caso de usina termelétrica não comprometida com CCEAR.

§ 1º O agente de geração poderá declarar para o PMO suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

§ 2º A declaração de CVU de que trata o §1º desse artigo deverá vigor de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão, e, para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE, observado o § 4º do art. 9º.

§ 3º No caso de declaração do CVU inferior ao CVU constante do CCEAR por opção do agente termelétrico, o valor declarado substituirá, para todos os fins, o valor do CVU do respectivo contrato, conforme Regras de Comercialização.

§ 4º Para a substituição do CVU conforme o §3º, os agentes termelétricos interessados deverão se manifestar perante a CCEE e ONS, conforme procedimento específico a ser estabelecido pelas entidades.

§ 5º A manifestação de que trata o parágrafo anterior será de inteira responsabilidade do agente vendedor e não modificará suas obrigações previstas no CCEAR.

Art. 11. O ONS decidirá, em caráter definitivo, pelo acionamento de usina termelétrica que utiliza como combustível o gás natural proveniente do Gás Natural Liquefeito – GNL quando o valor do Benefício GNL, resultante do modelo de Curto Prazo, “m” meses à frente, for maior ou igual ao CVU da usina.

§ 1º O procedimento de que trata o caput aplica-se exclusivamente ao empreendimento com previsão de utilização de GNL que for objeto de CCEAR na modalidade Disponibilidade de Energia Elétrica, decorrente de leilão de novos empreendimentos de geração realizados a partir de 5 de outubro de 2007.

§ 2º O valor de “m” será aquele utilizado para o cálculo do Índice de Custo Benefício – ICB.

§ 3º Quando decidido pelo acionamento de que trata o caput, a usina termelétrica a GNL será despachada após “m” meses, independentemente do valor do CMO.

§ 4º Quando despachada, a usina termelétrica irá receber o seu CVU, independentemente do valor do CMO no momento do seu despacho.

§ 5º Incorrerá em indisponibilidade por falta de combustível, nos termos dos regulamentos vigentes, a usina termelétrica a GNL que, tendo sido acionada com a antecedência estabelecida no caput deste artigo, não cumprir com a geração pré-determinada pelo ONS, independentemente do valor do CMO.

Art. 12. A usina termelétrica a GNL poderá ser despachada para atender razões elétricas e de segurança energética, respeitada a antecedência estabelecida no art. 11 desta Resolução.

Seção II

Usinas Não Simuladas Individualmente

Art. 13. A representação da geração das usinas não simuladas individualmente em operação comercial, deverá ser considerada com base na média mensal do histórico dos últimos cinco anos de geração líquida disponibilizada ao SIN de cada usina, agregada por subsistema, por mês e por patamar de carga, para todo o horizonte de planejamento.

§ 1º A CCEE deverá informar ao ONS os valores de geração de que trata o caput, conforme acordo operacional.

§ 2º O ONS deverá obter os valores de geração de que trata o caput das usinas que injetam energia na rede de distribuição ou nas Demais Instalações de Transmissão – DIT, e que não possuam medição registrada na CCEE.

§ 3º Para as usinas não simuladas individualmente com menos de 5 anos de histórico de geração líquida disponibilizada ao SIN, deverá ser considerada a média do histórico existente.

§ 4º Caso a usina tenha menos de um ano de operação comercial, serão utilizados nos meses sem histórico de geração, os montantes de energia conforme metodologia de que trata o art. 14, de forma a completar um ano de informações.

§ 5º No caso de usinas de autoprodução, com carga associada no mesmo sítio, a geração de que trata o caput deverá ser bruta.

§ 6º Usina com operação comercial suspensa não deve ser representada na oferta de que trata o caput a partir do PMO posterior à referida suspensão.

Art. 14. Para as usinas não simuladas individualmente que não iniciaram sua operação comercial, o montante de energia a ser considerado será calculado pela soma de suas potências instaladas multiplicada por um fator calculado pelo ONS.

§ 1º Para usinas hidrelétricas, eolioelétricas e fotovoltaicas, o fator de que trata o caput será calculado, por mês, fonte, submercado e patamar de carga, e será dado pela soma da razão entre a média da geração líquida e a média da potência dos últimos cinco anos de cada usina, dividido pelo número de usinas.

§ 2º Para usinas termelétricas o fator de que trata o caput será calculado, por mês, fonte, submercado, patamar de carga e ambiente de comercialização, e será dado pela soma da razão entre a média da geração líquida e a média da potência dos últimos cinco anos de cada usina alocada a cada ambiente, dividido pelo número de usinas de cada ambiente.

§ 3º Para as usinas de que trata o § 2º, a potência por usina será alocada proporcionalmente ao seu montante contratado no Ambiente de Contratação Regulada e a sua Disponibilidade para o Ambiente de Contratação Livre.

§ 4º Para fins de aplicação do disposto § 3º, no Ambiente de Contratação Regulada deverão ser considerados montantes contratados nos leilões de energia elétrica, incluindo os Leilões de Energia de Reserva, e no âmbito do PROINFA.

§ 5º No caso de usinas com menos de 5 anos de operação, serão considerados no cálculo do fator somente os meses em que a usina esteve em operação.

Art. 15. As gerações de que trata o art. 13 e os fatores de que trata o art. 14 serão atualizados anualmente e utilizados a partir do PMO de maio de cada ano, sendo contemplada a apuração de dados pelo período de cinco anos, encerrado no mês de dezembro do ano anterior.

Parágrafo único. A atualização e utilização de que trata o caput, no que se refere aos patamares de carga, ocorrerá a partir do PMO de maio de 2020.

Art. 16. As usinas não simuladas individualmente com cronograma de entrada em operação comercial futuro deverão ser representadas a partir de sua data de entrada em operação comercial conforme estabelecido no art. 7º da Resolução CNPE nº [22](#), de 2021.

CAPÍTULO III DOS RESULTADOS DO PMO

Art. 17. O PMO e suas revisões semanais e diárias terão como um dos produtos o Custo Marginal de Operação – CMO, por intervalo semi-horário e por barra do sistema, que servirá de referência para a política ótima de operação e para a formação do preço.

§ 1º O horário limite para divulgação do CMO bem como a previsão de protocolos de contingência no caso da impossibilidade de publicação no referido horário, deverão estar previstos nos Procedimentos de Rede.

§ 2º Os resultados do PMO devem ser disponibilizados para todos os agentes simultaneamente.

Art. 18. O ONS deverá emitir documento contendo os principais resultados e diretrizes do PMO e suas revisões, bem como seus pontos de destaque.

§ 1º No documento de que trata o caput, deverão estar explicitados os despachos programados fora da ordem de mérito de custo, bem como as respectivas motivações para cada despacho.

§ 2º No caso dos despachos por restrição elétrica, deverão ser indicadas, quando couber, as obras previstas nos estudos de planejamento da transmissão necessárias para evitar o despacho.

CAPÍTULO IV DA FORMAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS – PLD

Art. 19. O PLD tem por objetivo valorar os montantes que serão liquidados no Mercado de Curto Prazo – MCP, tendo por base principal o resultado do PMO.

Parágrafo único. O PLD será determinado diariamente, por submercado, com granularidade horária, limitado por valores máximos e mínimo, conforme Capítulo V desta Resolução.

Art. 20. O processo de cálculo do PLD será elaborado e coordenado pela CCEE, com apoio do ONS.

§ 1º Para a formação do PLD, a CCEE deverá utilizar os mesmos modelos e dados de entrada adotados pelo ONS para elaboração do PMO e revisões, desconsiderando-se as restrições elétricas internas a cada submercado.

§ 2º Deverão ser representadas na formação do PLD as restrições elétricas internas que impactam a capacidade de intercâmbio entre submercados:

I - cuja eliminação necessita de solução de planejamento; ou

II - que a previsão de recomposição seja superior a um mês.

§ 3º A alteração de que trata o inciso II do § 2º deve ser feita sempre na elaboração do PMO.

§ 4º O ONS deverá manter atualizado na internet relatório com as restrições elétricas internas aos submercados que possam impactar a capacidade de intercâmbio entre os mesmos, conforme estabelecido no §2º.

§ 5º O horário limite para divulgação do PLD, bem como a previsão de protocolos de contingência no caso da impossibilidade de publicação no referido horário, deverão estar previstos nas Regras ou Procedimentos de Comercialização.

Art. 21. A CCEE deverá realizar reuniões mensais com os agentes para tratar da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados dos modelos de otimização.

Parágrafo único. A reunião de que trata o caput deverá ser realizada após a reunião do PMO, e tratará, no mínimo, dos seguintes temas:

I - apresentação das principais modificações nos arquivos de entrada dos modelos de formação de preço;

II - análise dos principais fatores que influenciam na formação do PLD; e

III - validação, pelos agentes, da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados.

CAPÍTULO V

DOS LIMITES MÁXIMO E MÍNIMO DO PLD E DO VALOR DA TARIFA DE ENERGIA DE OTIMIZAÇÃO - TEO

Art. 22. Ficam estabelecidos dois limites máximos do PLD:

I - um limite máximo estrutural (PLDmax_estrutural); e

II - um limite máximo horário (PLDmax_horário).

§ 1º O PLDmax_estrutural corresponde ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal, obtida do deck de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas, conforme metodologia disposta no Anexo desta Resolução.

§ 2º O PLDmax_horário deve ser calculado com base na média ponderada, pela potência instalada, dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) das usinas termelétricas a óleo diesel disponíveis no deck do Programa Mensal da Operação (PMO) de setembro de 2019.

Art. 23. A vigência dos limites máximos do PLD dar-se-á da seguinte forma:

I - a partir de 1º de janeiro de 2020 para o PLDmax_estrutural; e

II - na mesma data de implementação do PLD horário no Mercado de Curto Prazo para o PLDmax_horário.

§ 1º Os limites máximos do PLD serão atualizados pela ANEEL anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) a partir dos seguintes valores, a preços de setembro de 2019:

I - R\$ 556,58 / MWh, para o para o PLDmax_estrutural; e

II - R\$ 1.141,85 / MWh, para o para o PLDmax_horário.

§ 2º A atualização de que trata o § 1º ocorrerá anualmente em dezembro para utilização em janeiro do ano subsequente, sendo a primeira atualização em dezembro de 2019.

§ 3º A partir da vigência do PLDmax_horário, caso a média diária dos PLDs horários for superior ao PLDmax_estrutural, a CCEE deve ajustar a série de PLDs horários até que a média de seus valores seja igual ao PLDmax_estrutural.

§ 4º Respeitado o valor do PLDmin, o ajuste na curva diária de PLDs horários deve ser realizado de forma uniforme e proporcional.

§ 5º O ajuste de que tratam os §§ 3º e 4º deve ser realizado para cada submercado, de forma independente.

Art. 24. O valor mínimo do PLD será calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre:

I - a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEOItaipu); e

II - a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das outras usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional.

Art. 25. No cálculo do valor da TEOItaipu, deverão ser consideradas as parcelas referentes ao pagamento da cessão da energia do Paraguai, aos royalties, e à administração da usina pela Eletrobras.

§ 1º As estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte serão fornecidas pela Itaipu Binacional.

§ 2º Na determinação da quantidade de energia cedida pelo Paraguai, deverá ser considerada a metade da geração da usina prevista para o ano seguinte, subtraída da energia a ser suprida diretamente à Administración Nacional de Electricidad - ANDE; e

§ 3º A conversão do valor, em dólares, da estimativa de custos de geração da UHE Itaipu para a moeda nacional deverá ser efetuada pela média geométrica diária das Cotações de Fechamento Ptax do dólar americano, publicadas pelo Banco Central do Brasil, no período de 1º de dezembro do ano anterior até 30 de novembro do ano do cálculo.

Art. 26. No cálculo do valor da TEO, deverão ser considerados os custos incrementais incorridos na operação e na manutenção das usinas hidrelétricas e o pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

CAPÍTULO VI

DA IDENTIFICAÇÃO DE ERROS NO PROCESSO DE FORMAÇÃO DO PLD

Art. 27. Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-lo, produzindo-se efeito na semana operativa subsequente à identificação.

§ 1º Os erros de que trata o caput referem-se:

I - à inserção de dados;

II - ao código fonte em qualquer programa da cadeia de modelos; ou

III - à representação de qualquer componente do sistema.

§ 2º A correção de que trata o caput deverá ser realizada inclusive na função de custo futuro.

§ 3º O ONS e a CCEE deverão informar à ANEEL a identificação de qualquer erro de que trata este artigo, devendo ser justificada eventual impossibilidade de correção no prazo estabelecido no caput.

§ 4º O ONS e a CCEE deverão dar publicidade à correção dos erros de que trata este artigo.

§ 5º O ONS e a CCEE deverão disponibilizar na internet, relatório contendo o apontamento das falhas relacionadas ao erro e as propostas de ação de melhorias, além de relatório de acompanhamento de sua implantação, quando for o caso.

§ 6º O prazo para disponibilização do relatório contendo o apontamento das falhas e as propostas de ação de melhorias é de 30 (trinta) dias a contar da identificação do erro.

CAPÍTULO VII DO COMITÊ TÉCNICO

Art. 28. Deverá ser constituído comitê técnico, sob coordenação compartilhada do ONS e CCEE, para tratar de assuntos relacionados à elaboração do PMO e do PLD.

§ 1º O comitê poderá ser dividido em subcomitês temáticos para avaliação dos dados de entrada do PMO ou de propostas específicas relacionadas à elaboração do PMO e do PLD.

§ 2º Proposta de aprimoramento da regulação relacionada à elaboração do PMO e do PLD deverá ser previamente submetida e aprovada pelo comitê técnico para ser submetida ao processo de avaliação pela ANEEL.

§ 3º Deverá ser assegurada a representatividade dos diversos segmentos setoriais associados ao ONS e à CCEE.

Art. 29. A estrutura do comitê técnico, regimento interno, os subgrupos temáticos e demais medidas necessárias à sua instituição deverão ser definidas pelo ONS e pela CCEE até 1º de janeiro de 2020.

Parágrafo único. O regimento mencionado no caput deverá conter, no mínimo:

- I - os mecanismos de governança do comitê;
- II - a forma de representação no comitê dos diversos segmentos setoriais associados ao ONS e à CCEE;
- III - a forma de determinação e seleção dos temas a serem tratados pelo comitê; e
- IV - o modelo de decisão do comitê.

CAPÍTULO VIII DA ATUALIZAÇÃO DO VALOR DO CUSTO DO DÉFICIT DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 30. A CCEE deverá atualizar anualmente o valor do patamar da função de custo do déficit de energia elétrica pela variação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) para o período de doze (12) meses, tomando-se como base o mês de novembro de cada ano, que será utilizado nos modelos de planejamento e programação da operação e cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD entre a primeira e a última semana operativa do ano subsequente à atualização.

Parágrafo único. A CCEE deverá informar o valor atualizado ao ONS e disponibilizá-lo no seu sítio eletrônico, até o dia 20 de dezembro de cada ano.

CAPÍTULO IX DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 31. O ONS, com apoio da CCEE, deverá manter plataforma virtual relacionada ao Programa Mensal da Operação – PMO e suas revisões, de forma a:

I - disponibilizar o arquivo de dados preliminares do PMO – deck preliminar, dos modelos computacionais, bem como os documentos que o subsidiam, até o 1º dia útil da semana da reunião do Programa Mensal da Operação – PMO;

I - permitir a participação dos membros associados do ONS, da CCEE, além da ANEEL, Ministério de Minas e Energia – MME e Empresa de Pesquisa Energética – EPE;

III - permitir que sejam dirimidas dúvidas quanto aos dados de entrada e informações referentes aos modelos de planejamento e programação da operação e formação de preço; e

IV - assegurar que os fatos relevantes que impactem a formação do preço sejam divulgados aos agentes de forma simultânea e homogênea.

Art. 32. Será realizada Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) do Capítulo V desta Resolução para vigência a partir de 1º de janeiro de 2024.

Art. 33. Ficam revogadas:

I - a Resolução Normativa nº [795](#) de 5 de dezembro de 2017;

II - a Resolução Normativa nº [843](#), de 2 de abril de 2019;

III - a Resolução Normativa nº [858](#), de 1 de outubro de 2019; e

IV - a Resolução Normativa ANEEL nº [910](#), de 15 de dezembro de 2020.

Art. 34. Esta Resolução entra em vigor em 1º de setembro de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 02.08.2022, seção 1, p. 137, v. 160, n. 145.

ANEXO – METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DO PLDmax_estrutural

- 1.1. O PLDmax_estrutural visa prover proteção ao mercado contra riscos sistêmicos, preservar níveis de eficiência alocativa e apresentar sinal econômico dentro de uma perspectiva estrutural.
- 1.2. O PLDmax_estrutural corresponde ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal.
- 1.3. A renda inframarginal é o benefício definido pela integral da diferença entre o preço de equilíbrio e a curva de oferta do mercado.
- 1.4. Deve-se extrair, do modelo NEWAVE, empregado tanto no problema de minimização do custo total de operação (custo presente e o custo futuro) como no problema de minimização do custo total de expansão (custo de investimento e o custo de operação), os pares de “quantidade e preço” das usinas simuladas ao longo de todo o horizonte do estudo de otimização (5 anos), para cada um dos 2.000 (dois mil) cenários de afluência gerados.
- 1.5. No cálculo do PLDmax_estrutural, deve-se considerar o deck do NEWAVE utilizado na última revisão ordinária de garantia física das usinas hidroelétricas despachadas centralizadamente, em conformidade com a Portaria MME nº [178](#), de 3 de maio de 2017.
- 1.6. Para a construção das curvas de oferta e, posteriormente, para o cálculo da renda inframarginal, deve-se considerar:
 - 1.6.1. A geração das usinas termelétricas, hidroelétricas e das não despachada centralizadamente, bem como as inflexibilidades das usinas termelétricas;
 - 1.6.2. A atualização das variáveis econômicas envolvidas no processo (CVU e CMO); e
 - 1.6.3. Os valores devem ser convertidos para a base anual, de modo que o resultado reflita um ciclo hidrológico completo, o que implica dispor de 10.000 (dez mil) eventos para análise estatística (2.000 cenários em 5 anos de simulação).
- 1.7. Para a definição do PLDmax_estrutural, adota-se um nível de proteção contra os 5% eventos mais gravosos em termos de renda inframarginal, o que equivale ao percentil 95 de sua curva de densidade de probabilidades.