

Nota Técnica nº 100/2020-SRG/ANEEL

Em 23 de setembro de 2020.

Processo: 48500.001825/2018-74

Assunto: Revisão da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019, exclusivamente para adequação de aspectos formais do Normativo em relação ao início do preço horário em janeiro de 2021.

I. DO OBJETIVO

1. Revisar a Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019 - REN 843/2019, exclusivamente para adequação de aspectos formais do Normativo em relação ao início do preço horário em janeiro de 2021, conforme diretrizes estabelecidas na Portaria MME n. 301, de 31 de julho de 2019.

II. DOS FATOS

2. A Resolução Normativa nº 843, consolidou e disciplinou os critérios e procedimentos para a elaboração do Programa Mensal da Operação – PMO e a formação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 2 da Nota Técnica nº 100/2020-SRG/ANEEL, de 23/09/2020.

3. O aprimoramento da referida norma está previsto na Agenda Regulatória 2020/2021, conforme Atividade nº 52, principalmente em função da publicação da Portaria MME nº 301, de 31 de julho de 2019 – PRT 301/2019, que definiu a operacionalização do modelo computacional Dessem para fins de programação da operação pelo ONS a partir de 1º de janeiro de 2020 e, para fins de formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), a partir de 1º de janeiro de 2021.

4. No entanto, entendemos que algumas adequações de forma, em atenção à referida Portaria, devem ser realizadas ainda este ano, com o objetivo de alterar apenas aqueles dispositivos da REN 843/2019 que eventualmente não estejam harmonizados com a implementação do preço horário a partir de janeiro de 2021.

5. Como trata-se de uma revisão focada exclusivamente em aspectos formais, pontual e expedita, uma avaliação mais completa sobre outros possíveis aprimoramentos da REN 843 permanecerá como atividade indicativa da Agenda Regulatória em 2021, principalmente porque novas demandas devem ser identificadas à medida em que os processos evoluam naturalmente.

III. DA ANÁLISE

6. A REN 843/2019 estabeleceu critérios e procedimentos para elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO e para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, incluindo a utilização dos modelos de otimização de médio prazo (Newave) e de curto prazo (Decomp) para a obtenção do Custo Marginal da Operação – CMO e do PLD, para cada semana operativa, por submercado e patamar de carga

7. A PRT 301/2019 estabeleceu o cronograma para entrada em operação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo – Modelo Dessem, com foco na adoção nas atividades de programação da operação e na formação do PLD horário no Mercado de Curto Prazo – MCP.

8. Assim, desde 1º de janeiro de 2020, o modelo Dessem tem sido utilizado para fins de programação diária da operação pelo ONS, estabelecendo as diretrizes de despacho das usinas e demais dados operativos com granularidade semi-horária (Custo Marginal da Operação – CMO

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 3 da Nota Técnica nº 100/2020-SRG/ANEEL, de 23/09/2020.

semi-horário), conforme preconizado nos Procedimentos de Rede do ONS, os quais foram aprovados por meio da Resolução Normativa nº 862, de 3 de dezembro de 2019.

9. Atualmente, o PLD utilizado no MCP continua com granularidade semanal, em três patamares de carga (leve, médio e pesado), sendo estabelecido pelo encadeamento dos modelos computacionais de médio e curto prazos (Newave e Decomp). No entanto, conforme estabelecido no § 5º do art. 1º da PRT 301/2019, a partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo Dessem também deverá ser utilizado na formação do PLD horário a partir de janeiro de 2021, para fins de contabilização e de liquidação pela CCEE.

10. Por esse motivo, o objetivo desta Nota Técnica é identificar os principais dispositivos que eventualmente necessitem ser compatibilizados com os novos critérios para definição do CMO semi-horário e PLD horário.

11. Com efeito, os principais pontos identificados são aqueles vinculados ao horário limite de publicação do preço e do custo marginal, bem como as regras de contingência relacionadas a esses horários limites, tendo em vista que o regulamento vigente está baseado em uma granularidade semanal e não diária.

12. Assim, da norma deverá constar apenas a previsão para o estabelecimento dos horários limites e dos protocolos de contingência relacionados à publicação do CMO e PLD, cujo detalhamento será remetido aos Procedimentos de Rede¹ do ONS e às Regras (ou Procedimentos) de Comercialização da CCEE, respectivamente.

13. Além disso, são sugeridas algumas pequenas adequações, de forma a explicitar que o CMO corresponde a um dos produtos do PMO e que as revisões subdividem-se em semanais e diárias, além de incluir as funcionalidades do modelo Dessem, a exemplo do que já se observa para os demais modelos de otimização, Newave e Decomp.

14. Por fim, dois erros materiais, relacionados a referências constantes da Norma, serão corrigidos nesta oportunidade.

¹ O Submódulo 8.1 vigente, já contempla o horário limite para o processamento do Dessem no âmbito da programação operativa, bem como os protocolos de contingência.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 4 da Nota Técnica nº 100/2020-SRG/ANEEL, de 23/09/2020.

15. As propostas de alterações citadas encontram-se detalhadas nos anexos desta Nota Técnica:

- (i) a minuta de resolução que altera o normativo (Anexo I); e
- (ii) a minuta de normativo com a apresentação das alterações (Anexo II).

16. Reitera-se que outros aperfeiçoamentos na REN 843/2019 serão objeto de avaliação e discussão, conforme previsto na Agenda Regulatória indicativa de 2021.

17. Em relação à Análise de Impacto Regulatório, transcreve-se abaixo o art. 4º do Decreto 10.411, de 30 de junho de 2020:

Art. 4º A AIR poderá ser dispensada, desde que haja decisão fundamentada do órgão ou da entidade competente, nas hipóteses de:

I - urgência;

II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias;

III - ato normativo considerado de baixo impacto;

(...)

18. Essa previsão também consta do art. 6º da Norma de Organização ANEEL nº 40, de 12 de março de 2013, revisão aprovada pela da Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017, que dispõe sobre a realização de AIR na Agência:

Art. 6º O disposto nesta Norma é dispensável para atos normativos:

I – de natureza administrativa;

II – voltados à correção de erro material;

III – que visam consolidar outros atos normativos, desde que não haja alteração de mérito; e

IV– voltados a adequações de texto e referências, desde que não haja alteração de mérito.

Parágrafo único. Para atos normativos de evidente baixo impacto, **atos normativos voltados a disciplinar direitos ou obrigações definidos em instrumento legal superior que**

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 5 da Nota Técnica nº 100/2020-SRG/ANEEL, de 23/09/2020.

não permitam diferentes alternativas regulatórias ou em casos de urgência, a AIR poderá ser dispensada, mediante justificativa e decisão da Diretoria. (grifos nossos)

19. Assim, como a revisão proposta se enquadra tanto no art. 4º do Decreto 10.411/2020, quanto no art. 6º da Norma de Organização ANEEL nº 40, propõe-se a dispensa de Análise de Impacto Regulatório – AIR para este processo, tendo em vista que se trata de adequação exclusivamente formal e circunscrita da Norma, limitando-se aos dispositivos que eventualmente não estejam harmonizados com o início do PLD horário, cuja implementação está prevista para janeiro de 2021, conforme estabelecido pela Portaria PRT MME 301/2019.

20. Em relação à Consulta Pública, a Lei 13.848, de 2019 estabelece:

Art. 9º Serão objeto de consulta pública, previamente à tomada de decisão pelo conselho diretor ou pela diretoria colegiada, as minutas e as propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados.

(...)

§ 2º Ressalvada a exigência de prazo diferente em legislação específica, acordo ou tratado internacional, o período de consulta pública terá início após a publicação do respectivo despacho ou aviso de abertura no Diário Oficial da União e no sítio da agência na internet, e terá duração mínima de 45 (quarenta e cinco) dias, **ressalvado caso excepcional de urgência e relevância, devidamente motivado**.

21. Assim, pelos motivos já expostos anteriormente, e dada a urgência da matéria, recomenda-se a abertura de consulta pública pelo prazo de 10 (dez) dias, reiterando-se que eventual discussão deve se ater, neste momento, apenas àqueles dispositivos que eventualmente necessitem ser compatibilizados com os novos critérios para definição do CMO semi-horário e PLD horário.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

22. Os aspectos tratados nesta nota técnica encontram amparo legal no inciso XIX, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; no Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, e Portaria nº 301, de 2019.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 6 da Nota Técnica nº 100/2020-SRG/ANEEL, de 23/09/2020.

V. DA CONCLUSÃO

23. Conclui-se que se faz necessária adequação formal da Resolução Normativa nº 843, de 2019, para implementação do PLD horário a partir de 2021, conforme estabelecido por meio da Portaria 301, de 2019.

24. Como trata-se de uma revisão exclusivamente formal e circunscrita da Norma, uma avaliação mais completa sobre outros aprimoramentos da REN 843 permanecerá como atividade indicativa da Agenda Regulatória em 2021.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

25. Recomenda-se a abertura de consulta pública, por intercâmbio documental, pelo prazo de 10 (dez) dias, para avaliação da proposta de adequação da Resolução Normativa nº 843, de 2019.

(Assinado digitalmente)

PATRÍCIA NÚBIA TAKEI
Especialista em Regulação/SRG

BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO
Especialista em Regulação/SRG

(Assinado digitalmente)

MARIANA SAMPAIO GONTIJO VAZ
Especialista em Regulação/SRG

(Assinado digitalmente)

MATEUS MACHADO NEVES
Especialista em Regulação/SRG

De acordo:

(Assinado digitalmente)

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



ANEXO I

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE (DIA) DE (MÊS) DE (ANO)

Altera a Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 2º e inciso XIX, art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; incisos IV e VII do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; art. 13 da Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998; § 4º do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; arts. 1º, 3º e 9º, do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004; § 1º e § 4º do art. 57 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; e o que consta do Processo 48500.001825/2018-74, resolve:

Art. 1º Alterar a ementa da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Estabelece critérios e procedimentos para 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.”

Art. 2º Alterar o art. 1º da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 1º Estabelecer critérios e procedimentos para 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.”

Art. 3º Alterar o § 3º do art. 3º da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019, que passa a vigorar com a seguinte redação:

§ 3º A atualização da Função de Custo Futuro – FCF, será feita mensalmente, quando da elaboração do PMO, observado o disposto no art. 22 desta Resolução.

Art.4º Incluir o § 3º no art. 4º da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019:

“§ 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 de até meia-hora.”

Art. 5º Alterar o art. 17, **caput**, da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“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.”

Art. 6º Alterar o § 1º do art. 17 da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“§ 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.”

Art. 7º Renumerar o Parágrafo único para §1º, e incluir o §2º, ambos do artigo 19 da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“§ 1º O PLD será determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um valor máximo e mínimo, conforme regulamento da ANEEL.

§ 2º A partir da entrada em vigor do PLD horário conforme diretriz do Ministério de Minas e Energia – MME, o PLD será determinado diariamente, por submercado, com granularidade horária, limitado por valores máximos e mínimo, conforme regulamento da ANEEL.”

Art. 8º Alterar § 5º do art. 20 da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“§ 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. 9º Excluir o art. 25 da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019.

Art. 10. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

ANEXO II

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 843, DE 2 DE ABRIL DE 2019

Estabelece critérios e procedimentos para 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.

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 2º e inciso XIX, art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; incisos IV e VII do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; art. 13 da Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998; § 4º do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; arts. 1º, 3º e 9º, do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004; § 1º e § 4º do art. 57 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE Nº 7, de 14 de dezembro de 2016 e o que consta dos Processos nºs 48500.003207/2010-10 e 48500.001825/2018-74, resolve:

Art. 1º Estabelecer critérios e procedimentos para 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.

Capítulo 1
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 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, com apoio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – 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, será feita mensalmente, quando da elaboração do PMO, observado o disposto no art. 22 desta Resolução.

§ 4 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 afluências e aos demais dados que tenham a periodicidade de atualização inferior a 1 (um) mês, conforme Art. 5º.

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 de até 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. 22 desta Resolução.

Capítulo 2

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 reprodutíveis.

§ 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.

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 nos §§ 2º e 3º do art. 3º da Resolução CNPE nº [7](#), de 2016.

§ 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 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.

§6º O disposto nos parágrafos 1º a 5º deste artigo poderá ser aplicado a partir de 1º de janeiro de 2020.

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* desta Resolução, 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 Operador Nacional do Sistema Elétrico – 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 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – 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 nos §§ 2º e 3º do art. 3º da Resolução CNPE nº [7](#), de 2016.

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.

§ 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 4 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.

§ 1º O PLD será determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um valor máximo e mínimo, conforme regulamento da ANEEL.

§ 2º A partir da entrada em vigor do PLD horário conforme diretriz do Ministério de Minas e Energia – MME, o PLD será determinado diariamente, por submercado, com granularidade horária, limitado por valores máximos e mínimo, conforme regulamento da ANEEL.

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 5

DA IDENTIFICAÇÃO DE ERROS NO PROCESSO DE FORMAÇÃO DO PLD

Art. 22. 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 se 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 6 DO COMITÊ TÉCNICO

Art. 23. 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. 24. 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 7 DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 26. 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;

II – 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 curto e médio prazo; e

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

Art. 27. O ONS deverá compatibilizar os Procedimentos de Rede com o disposto nesta Resolução.

Art. 28. A CCEE deverá compatibilizar as Regras e Procedimentos de Comercialização com o disposto nesta Resolução.

Art. 29. Ficam revogados:

I – o parágrafo único do art. 4º da Resolução nº [290](#), de 3 de agosto de 2000;

II – a Resolução nº [402](#), de 21 de setembro de 2001;

III – a Resolução Normativa nº [282](#), de 1ª de outubro de 2007;

IV – a Resolução Normativa nº [440](#), de 5 de julho de 2011;

V – a Resolução Normativa nº [476](#), de 13 de março de 2012;

VI – a Resolução Normativa nº [477](#), de 13 de março de 2012; e

VI – a Resolução Normativa nº [799](#), de 19 de dezembro de 2017.

Art. 30. A presente Norma será objeto de Avaliação de Resultado Regulatório – ARR decorridos 3 (três) anos de vigência.

Art. 31. Esta resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 05.04.2019, seção 1, p. 120, v. 157, n. 66.