

NOTA TÉCNICA Nº 100/2020–SRM-SRG-SEL/ANEEL

Em 1º de setembro de 2020.

Processo: 48500.001414/2020-01

Assunto: Complemento à Nota Técnica nº 69/2020-SRM/ANEEL, de 25 de junho de 2020, que embasou a abertura da Consulta Pública nº 42/2020 – Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2021.

I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de propor instauração de segunda fase da Consulta Pública nº 42/2020, para colher subsídios para o aprimoramento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica (REGRAS) aplicáveis a partir da contabilização das operações de compra e venda de energia referentes ao mês de janeiro de 2021.

II - DOS FATOS

2. Em 04 de junho de 2019, a Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (ABRAGEL), por meio da Carta nº 053/2019¹, ressaltou que as Regras de Comercialização não explicitam o tratamento a ser dado àquelas usinas hidrelétricas que optam pela repactuação do risco hidrológico dentro do produto SPR100.

3. Em 18 de maio de 2020, por meio de correspondência sem número², a União da Indústria de Cana de Açúcar (UNICA) e a Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN) apresentaram suas considerações para o aprimoramento das REGRAS, versão 2021, referentes à sazonalização da garantia física de usinas termelétricas com Custo Variável Unitário (CVU) nulo.

4. Em 16 de junho de 2020, por meio da correspondência CT-CCEE-0560/2020³, a Câmara de

¹ SIC nº 48513.014156/2019-00

² SIC nº 48513.013624/2020-00

³ SIC nº 48513.016550/2020-00

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

P. 2 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) encaminhou proposta das REGRAS, versão 2021, para serem operacionalizadas a partir de outubro de 2020.

5. Em 19 de junho de 2020, a Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) encaminhou a Carta⁴ nº 016/2020 com análise jurídica a respeito da alteração das REGRAS associadas a cobrança de Encargos de Serviços de Sistema (ESS) tratada no âmbito da Audiência Pública nº 33/2019.

6. Em 25 de junho de 2020, por meio da Nota Técnica (NT) nº 69/2020-SRM/ANEEL⁵, a SRM analisou a proposta das REGRAS enviadas pela CCEE, para serem operacionalizadas a partir de outubro de 2020, e recomendou à Diretoria Colegiada da ANEEL a instauração de Consulta Pública (CP) para discussão.

7. Em 3 de julho de 2020, por meio da Carta CT-CCEE 0624/2020⁶, a CCEE encaminhou proposta complementar das REGRAS para 2021, para serem operacionalizadas a partir de janeiro de 2021.

8. Em 7 de julho de 2020, em sua 24ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria da ANEEL decidiu por instaurar a CP nº 42/2020, no período de 8 de julho a 24 de agosto de 2020, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento dos módulos “Consolidação de Resultados”, “Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits” e “Mecanismo de Venda de Excedentes” das REGRAS, versão 2021, para serem operacionalizados a partir de outubro de 2020.

9. Em 10 de agosto de 2020, a Procuradoria Federal junto à ANEEL, em resposta ao Memorando⁷ nº 100/2020-SRM/ANEEL, de 26 de junho de 2020, encaminhou à SRM o Parecer⁸ n. 00234/2020/PFANEEL/PGF/AGU com avaliação da análise jurídica encaminhada pela ABIAPE.

III - DA ANÁLISE

10. Trata-se de Nota Técnica complementar à NT nº 69/2020-SRM/ANEEL, que embasou a abertura da CP nº 42/2020 – REGRAS versão 2021, com o intuito de abrir nova fase da CP para tratar de alterações complementares nas REGRAS para 2021.

11. As alterações nas REGRAS que foram objeto da 1ª fase da CP nº 42/2020 deverão ser operacionalizadas pela CCEE em outubro de 2020, apesar de seus efeitos serem refletidos apenas nas contabilizações e liquidações a partir de janeiro de 2021. Já as REGRAS que serão objeto desta 2ª fase da CP nº 42/2020 somente serão operacionalizadas a partir de janeiro de 2021. Por esta razão, o encaminhamento das alterações foi realizado pela CCEE de forma fracionada, priorizando as alterações objeto da 1ª fase.

⁴ SIC nº 48513.016731/2020-00.

⁵ SIC nº 48580.000642/2020-00

⁶ SIC nº 48513.018028/2020-00

⁷ SIC nº 48580.000646/2020-00

SIC nº 48516.002002/2020-00



P. 3 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

12. Essas alterações complementares nas REGRAS para 2021, a serem objeto da 2ª fase da CP nº 42/2020, foram encaminhadas pela CCEE por meio da carta CT-CCEE-0624/2020, e estão elencadas na Tabela I.

Tabela I: Resumo das alterações complementares propostas pela CCEE para as REGRAS, versão 2021

Item	Tipo de alteração	Motivação	Módulos Impactados das REGRAS
III.1	Regulatória	Implementação do 23º e 25º Leilões de Energia Nova	- Comprometimento de Usinas - Contratos - Consolidação de Resultados - Receita de Venda de CCEAR - Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR
III.2	Regulatória	Tratamento do consumo líquido para autoprodutores	- Encargos - Alocação de Geração Própria
III.3	Regulatória	Alívio de Encargos de Segurança Energética e Custo de Descolamento	- Encargos - Consolidação de Resultados
III.4	Regulatória	Limites Máximos PLD – Horário e Estrutural (REN 858)	- Preço de Liquidação das Diferenças – PLD - Encargos - Receita de Venda de CCEAR
III.5	Aprimoramento	Revisão do tratamento de exposições para distribuidoras	- Tratamento de Exposições - Comprometimento de Usinas
III.6	Aprimoramento	Tratamento da inflexibilidade e indisponibilidade no mesmo período	- Comprometimento de Usinas - Receita de Venda de CCEAR
III.7	Aprimoramento	Ajuste – Tipo de Energia para CBR anteriores à Lei 10.848/2004	- Contratos - Penalidades de Energia - Cálculo de Desconto Aplicado à TUSD/TUST
III.8	Aprimoramento	AGP – Correção na apuração dos débitos de AGP do produtor na representação “junto carga”	- Alocação de Geração Própria (AGP)
III.8	Aprimoramento	AGP – Garantia de alocação do mesmo tipo de energia	- Alocação de Geração Própria (AGP)

13. Nas seções que se seguem serão apresentadas, sucintamente, as REGRAS propostas pela CCEE para serem operacionalizadas a partir de janeiro de 2021, sendo que as alterações algébricas se encontram detalhadas no documento denominado “Descritivo de Alterações” enviado pela CCEE, que será, juntamente com os módulos das REGRAS listados na Tabela I, disponibilizado nesta Consulta Pública.

III.1 – Implementação do 23º e 25º Leilões de Energia Nova

14. Trata-se da operacionalização, nas REGRAS, do 23º e do 25º Leilões de Energia Nova (LEN), cujo início de suprimento ocorre em 1º de janeiro de 2021. Esses LEN foram realizados em abril de 2016 e dezembro de 2017, respectivamente.

15. A principal alteração ocorrida no 23º LEN em relação aos LEN anteriores foi quanto ao tratamento das indisponibilidades forçadas e programadas de usina com CVU, com a criação de saldo de



P. 4 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

indisponibilidade forçada.

16. Quanto a esse ponto, temos duas ressalvas a serem feitas em relação à proposta das REGRAS encaminhadas pela CCEE.

17. A primeira ressalva diz respeito a forma de consideração do adicional de 1.440 horas de saldo de indisponibilidade forçada estabelecido pela Portaria nº 382, de 12 de agosto de 2015, que estabeleceu as diretrizes do leilão, transcrita a seguir:

“Art. 8º O CCEAR deverá prever que o vendedor estará isento da obrigação de entrega de energia até o saldo anual correspondente à Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF utilizada no cálculo da garantia física de que trata a Portaria MME nº 258, de 2008.

§ 1º Durante os três primeiros anos contados a partir do início da operação comercial, para atendimento da obrigação de entrega de energia, será acrescido o total de 1.440 horas ao saldo de que trata o caput.” (sem grifo no original)

18. A CCEE propôs nas REGRAS que, caso a entrada em operação comercial da usina ocorra antes do início do suprimento do Leilão, seja feita uma simulação da obrigação de entrega para verificação do saldo adicional remanescente no momento do início do suprimento dos contratos.

19. Entendemos, que o comando da Portaria deve ser operacionalizado de forma diversa. O saldo adicional (1.440 horas) pode ser utilizado apenas nos três primeiros anos contados a partir do início da operação comercial da usina, independentemente da data do início do contrato. No entanto, o consumo deste saldo ocorre somente com o início do suprimento do contrato.

20. Na hipótese, portanto, em que uma usina tenha entrado em operação comercial em 1º de janeiro de 2019, este saldo adicional de 1.440 horas pode ser utilizado até 31 de dezembro de 2021. Caso o início do suprimento do contrato ocorra apenas em 1º de janeiro de 2021, todo o saldo poderá ser consumido entre 1º de janeiro e 31 de dezembro de 2021.

21. A outra ressalva diz respeito a forma de cálculo do consumo do banco de horas de indisponibilidade forçada.

22. A CCEE propôs nas REGRAS que a indisponibilidade forçada seria sempre equivalente ao montante de energia não entregue ao contrato naquele período de comercialização. Em uma situação, por exemplo, em que a usina não tem inflexibilidade e não esteja despachada pelo ONS⁹, na proposta da Câmara, uma eventual indisponibilidade forçada de toda a usina não debitada do banco de horas, pois não haveria obrigação de entrega neste período.

23. Ocorre que a indisponibilidade forçada, para efeito de consumo do banco de horas,



O CVU da usina é inferior ao respectivo CMO.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 983E0E2200572CCF

P. 5 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

independe da obrigação de entrega de energia e deve ser contabilizada, pois a usina estava de fato indisponível, ainda que não tenha sido despachada pelo ONS e não tenha compromisso de inflexibilidade nesse período.

24. Portanto, o consumo do banco de horas de indisponibilidade forçada, assim como do saldo adicional de 1.440 horas, deve considerar toda a capacidade das máquinas em indisponibilidade forçada.

25. A CCEE deverá promover os devidos ajustes nas REGRAS para contemplar essas alterações.

26. Quanto ao 25º LEN, este foi o 1º LEN com fontes solares. Além disso, houve a descontinuidade do tratamento quadrienal para fontes eólicas, sendo que as fontes solares têm igual tratamento.

27. Os detalhes da implementação encontram-se nos módulos das REGRAS que serão disponibilizados em Consulta Pública, bem como no “Descritivo de Alterações”, todos enviados pela CCEE.

III.1.1 – Exclusão da Subcláusula 5.9 dos CCEAR de Biomassa do 25º LEN

28. No âmbito da preparação das REGRAS para 2021 e operacionalização do 25º LEN (Leilão nº 4/2017-ANEEL), a CCEE apontou que, nos CCEARs de Biomassa com CVU nulo do 25º LEN, a Subcláusula 5.9 estaria em contradição com o restante do contrato:

“5.9. As exposições financeiras no MERCADO DE CURTO PRAZO serão assumidas pelo COMPRADOR, à exceção daquelas ocorridas no período que antecede a completa motorização da(s) USINA(S), nos termos da Cláusula 6ª.”

29. Ao analisar a Nota Técnica nº 30/2017-SEL/ANEEL, de 7 de novembro de 2017, que encerrou a Audiência Pública (AP) nº 53/2017, que tratou da aprovação do Edital e Anexos do Leilão nº 4/2017-ANEEL, verifica-se que subcláusula com esse mesmo teor foi sugerida em contribuições atinentes ao CCEAR de fonte eólica e solar. Nota-se, pois, que a inclusão da Subcláusula no CCEAR de Biomassa com CVU e com CVU nulo, no entanto, ocorreu de forma equivocada no Leilão nº 4/2017-ANEEL. Essa mesma subcláusula foi também identificada nos CCEAR relativos aos Leilões nº 1/2018-ANEEL, nº 3/2018-ANEEL, nº 3/2019-ANEEL e nº 4/2019-ANEEL.

30. Esclarece-se que, no âmbito dos CCEAR de fonte eólica e solar, essa subcláusula – que estabelece a exposição do comprador no MCP – conjuga-se com a cláusula que estabelece o ressarcimento pelo vendedor ao comprador de tais exposições.

31. Ocorre que os CCEAR de Biomassa apresentam outra dinâmica, haja vista que estabelecem a obrigação de entrega mensal de energia pelo vendedor, sem nenhuma cláusula de ressarcimento, tida como desnecessária. Dessa maneira, aplicar a citada subcláusula 5.9 a esses CCEAR poderia levar à situação na qual o vendedor recebe toda a receita anual, não entrega a energia requerida no ano e nem tem a obrigação de ressarcir o comprador.



P. 6 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

32. Por essa razão, propomos nesta Consulta Pública que a subcláusula 5.9 dos CCEARs de Biomassa com CVU nulo e a subcláusula 5.10 dos CCEARs de Biomassa com CVU provenientes dos Leilões nº 4/2017-ANEEL, nº 1/2018-ANEEL, nº 3/2018-ANEEL, nº 3/2019-ANEEL e nº 4/2019-ANEEL sejam excluídas e, portanto, que os respectivos Contratos sejam aditados.

33. Para tanto, sugere-se a inclusão do seguinte dispositivo na minuta de Resolução Normativa que aprovará as REGRAS para 2021:

“Art. Xº Excluir a Subcláusula 5.9 dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs na modalidade por disponibilidade, produto BIOMASSA – CVU NULO, e a Subcláusula 5.10 dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs na modalidade por disponibilidade, produto BIOMASSA – com CVU, celebrados em decorrência dos Leilões nº 4/2017-ANEEL (LEN – A-4), nº 1/2018-ANEEL (LEN – A-4), nº 3/2018-ANEEL (LEN – A-6), nº 3/2019-ANEEL (LEN – A-4) e nº 4/2019-ANEEL (LEN – A-6).”

*Parágrafo único. A CCEE deverá providenciar o aditamento dos respectivos Contratos, de forma a dar cumprimento ao disposto no **caput**.”*

34. Por oportuno, registra-se que a participação da Secretaria Executiva de Leilões (SEL) na elaboração desta Nota Técnica restringe-se exclusivamente ao item III.1.1 desta Nota Técnica.

III.2 – Tratamento do consumo líquido para autoprodutores

35. Trata-se de tema já apresentado no âmbito da AP nº 33/2019, a qual culminou na emissão da Resolução Normativa nº 869, de 28 de janeiro de 2020, aprovando as REGRAS versão 2020.

36. Naquela oportunidade, a ANEEL disponibilizou para consulta pública proposta de aprimoramento nas REGRAS que tratam do cálculo do montante a ser pago pelos agentes do setor elétrico, notadamente os consumidores e distribuidoras, a título de Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e Encargos de Energia de Reserva (ER).

37. O tema foi apresentado em detalhes no item III.1¹⁰ da Nota Técnica nº 2/2020-SRM-SRG/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020, que embasou o encerramento da AP nº 33/2019. De forma resumida, o que se propôs naquela oportunidade foi alterar a forma de cálculo do pagamento de ESS e ER. Tal pagamento é realizado proporcionalmente ao consumo líquido de cada agente, o qual é calculado atualmente da seguinte forma:

Consumo Líquido = Consumo Bruto – Geração Total do Agente

38. Os aprimoramentos propostos tratam justamente da forma de consideração da geração no



Parágrafos 21 a 79.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 983E0E2200572CCF

P. 7 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

cálculo do consumo líquido. O primeiro aprimoramento foi utilizar apenas a geração de uso exclusivo do agente nesse cálculo, e não a geração total, da seguinte forma:

$$\text{Consumo Líquido} = \text{Consumo Bruto} - \text{Geração de Uso Exclusivo}$$

39. A Geração de Uso Exclusivo, por sua vez, seria obtida a partir da geração total do agente, subtraída da energia que tenha sido comercializada:

$$\text{Geração de Uso Exclusivo} = \text{Geração Total do Agente} - \text{Geração Comercializada}$$

40. O segundo aprimoramento foi em relação às usinas que seriam consideradas para o cômputo da Geração Total do Agente. Atualmente são consideradas todas as usinas outorgadas ao agente em questão e também aquelas em que o agente detém participação societária (Sociedades de Propósito Específico – SPE), de acordo com o percentual de participação.

41. No entanto, segundo o Decreto nº 5.163, o autoprodutor é o agente titular da concessão ou autorização, nos seguintes termos:

“Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre, nos termos da legislação, deste Decreto e de atos complementares.

(...)

§ 2º Para fins de comercialização de energia elétrica, entende-se como:

(...)

V - agente autoprodutor o titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo;” (sem grifo no original)

42. Durante a instrução da AP nº 33/2019 identificou-se que, para outros encargos do setor elétrico (Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Programa de Incentivos de Fontes Alternativas – PROINFA e Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolado – CCC-ISOL), a Lei nº 11.488/2007¹¹ prevê a consideração da geração de usinas em que o consumidor detém participação

¹¹ “Art. 26. Para fins de pagamento dos encargos relativos à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, ao Programa de Incentivos de Fontes Alternativas - PROINFA e à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolado - CCC-ISOL, equipara-se a autoprodutor o consumidor que atenda cumulativamente aos seguintes requisitos:

I - que venha a participar de sociedade de propósito específico constituída para explorar, mediante autorização ou concessão, a produção de energia elétrica;

II - que a sociedade referida no inciso I deste artigo inicie a operação comercial a partir da data de publicação desta Lei; e

III - que a energia elétrica produzida no empreendimento deva ser destinada, no todo ou em parte, para seu uso exclusivo.

¹² *1º A equiparação de que trata este artigo limitar-se-á à parcela da energia destinada ao consumo próprio do consumidor ou sua participação no empreendimento, o que for menor.*



P. 8 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

societária como sendo geração própria. No entanto, não há essa previsão na legislação para o caso do ESS e ER, aos quais deve ser aplicado o disposto no Decreto nº 5.163/2004.

43. Em face desta situação e com vistas a adotar a melhor alocação dos custos associados a ESS e ER em estrita observância da legislação vigente, o encaminhamento proposto na AP nº 33/2019 foi o que segue, conforme disposto no Voto¹² da Diretora Relatora do processo:

“91. Diante do exposto na Nota Técnica nº 2/2020-SRM-SRG/ANEEL e tendo em vista que: (i) as Regras de Comercialização, desde 2006, apesar de não haver previsão legal, tratam consumidores com participação em outras empresas geradoras como autoprodutores; e que (ii) a sazonalização da geração (lastro e MRE) e de contratos é realizada antes do início de cada ano, já tendo ocorrido para o ano de 2020, entendendo adequado endereçar o assunto da seguinte maneira: (...)

(b) Para as Regras de Comercialização versão 2021:

i. a CCEE deverá encaminhar proposta que contemple o seguinte tratamento para usinas outorgadas a SPE, para efeitos de cálculo do consumo líquido utilizado para pagamento de ESS e ER;

a) usinas outorgadas até 31/12/2020 poderão ter sua geração utilizada para abatimento da carga de consumidores com CNPJ distintos, os quais possuam participação societária na usina outorgada, da forma como ocorre atualmente;

b) usinas outorgadas, ou prorrogadas, após 1/1/2021 somente poderão utilizar sua geração para abater a carga do próprio agente outorgado; (...)”

44. Além disso, por meio deste Voto a Diretoria Colegiada da ANEEL determinou à CCEE:

“iii.a) O envio de novo módulo de Encargos dando tratamento para o cálculo do consumo líquido de autoprodutores, conforme descrito no presente voto e na Nota Técnica nº 2/2020-SRM-SRG/ANEEL, para que seja objeto de nova Consulta Pública;”

45. O objetivo do encaminhamento proposto no encerramento da AP nº 33/2019 foi ajustar a forma de cálculo do consumo líquido, mas preservar todas as situações já ocorridas, sem retroagir nenhum cálculo, regra ou interpretação normativa ou legal. Dessa forma, todos os agentes que participam de SPE cujas usinas (i) já estão outorgadas ou registradas ou (ii) venham a ser outorgadas ou registradas

§ 2º A regulamentação deverá estabelecer, para fins de equiparação, montantes mínimos de demanda por unidade de consumo. (...)

http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020869_1.pdf



P. 9 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

até 31 de dezembro de 2020, poderão continuar utilizando a geração dessas usinas para consideração no cálculo do consumo líquido, para efeitos de pagamento de ESS (seja por restrição elétrica ou segurança energética) e ER. A geração de usinas outorgadas, prorrogadas ou registradas após 1º de janeiro de 2021, por outro lado, somente poderá ser utilizada no cálculo do consumo líquido do próprio agente titular da outorga, conforme disposto no Decreto nº 5.163/2004.

46. Na presente Consulta Pública, portanto, será tratada apenas a álgebra disposta nas REGRAS, conforme determinação da Diretoria Colegiada da ANEEL.

47. Destacamos que, em atenção à Decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL no encerramento da AP nº 33/2019, a ABIAPE encaminhou a Carta nº 016/2020¹³, de 19 de junho de 2020, com estudo sobre a participação de consumidores em SPE detentora de outorga de geração e a consideração da respectiva geração para o pagamento de ESS e ER.

48. Por se tratar de peça com argumentação jurídica, foi encaminhado à Procuradoria Federal junto à ANEEL (PF/ANEEL) o Memorando nº 100/2020-SRM/ANEEL, com questionamento se há algum impedimento para que a ANEEL promova os aprimoramentos pretendidos pela AP nº 33/2019 à luz dos argumentos trazidos pela ABIAPE.

49. Em resposta, a PF/ANEEL emitiu o Parecer nº 00234/2020/PFANEEL/PGF/AGU, concluindo que *“a modificação das regras de comercialização, conforme apresentada no âmbito da Audiência Pública nº 33/2019, insere-se na função normativa da ANEEL, não se vislumbrando, portanto, nenhum impedimento para que a ANEEL promova os aprimoramentos acerca do tratamento a ser dado às SPE para efeitos de pagamento de ESS e ER. A proposta reflete a atuação normativa da ANEEL, dentro de suas competências, com observância ao interesse público e com vistas à melhor alocação de custos associados aos referidos encargos, preservando-se a segurança jurídica e as situações já consolidadas.”*

III.3 – Alívio de Encargos de Segurança Energética e Custo de Descolamento entre CMO e PLD

50. No âmbito do fechamento da AP nº 33/2019, que tratou das REGRAS para 2020, a SRM indicou na Nota Técnica nº 2/2020-SRM-SRG/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020, que a CCEE encaminhasse proposta das REGRAS para 2021 que contemplasse a possibilidade de alívio de ESS por Segurança Energética e Custo de Descolamento entre CMO e PLD pelo Excedente Financeiro.

51. Na mesma época estava sendo realizada a Consulta Pública (CP) nº 39/2019, que tratou das REGRAS afetas às recontabilizações do MCP, notadamente quanto ao tratamento do Excedente Financeiro e do alívio de ESS por restrição elétrica e exposições financeiras negativas.

52. Das análises realizadas durante a CP nº 39/2019, verifica-se que os regramentos vigentes atualmente com relação à utilização do Excedente Financeiro para alívio corrente e retroativo de encargos e exposições financeiras negativas de geradores são demasiadamente complexos, com realocações financeiras entre grupos de agentes ao longo do tempo, e que merecem ser amplamente reavaliadas em



¹ SIC nº 48513.016731/2020-00

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 983E0E2200572CCF

P. 10 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

processo específico.

53. Desse modo, as alterações propostas pela CCEE quanto a este tópico em razão de indicação na NT nº 2/2020-SRM-SRG/ANEEL não serão implementadas em 2021 e, portanto, não farão parte do escopo da presente Consulta Pública.

III.4 – Limites Máximos PLD – Horário e Estrutural (Resolução Normativa nº 858, de 2019)

54. Trata-se da operacionalização, nas REGRAS, dos critérios estabelecidos pela Resolução Normativa nº 858, de 2019, para o cálculo dos limites máximos e mínimos do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Nessa Resolução Normativa foram estabelecidos dois limites máximos para o PLD a partir da implantação do PLD horário, nos seguintes termos:

“Art. 2º Ficam estabelecidos dois limites máximos do PLD:

I - um limite máximo estrutural (PLD_{max_estrutural}); e

II - um limite máximo horário (PLD_{max_horário}).

(...)

Art. 3º

(...)

§ 3º A partir da vigência do PLD_{max_horário}, caso a média diária dos PLDs horários for superior ao PLD_{max_estrutural}, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deve ajustar a série de PLDs horários até que a média de seus valores seja igual ao PLD_{max_estrutural}

§ 4º Respeitado o valor do PLD_{min}, 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”

55. A partir do início da vigência do PLD horário, portanto, caso a média dos PLD horários calculados para um determinado dia resulte em valor superior ao valor limite máximo estrutural, a CCEE deve ajustar os valores até que a média diária do PLD seja igual ao limite estrutural.

56. As alterações propostas pela CCEE no módulo “Preço de Liquidação das Diferenças” das REGRAS visam operacionalizar os cálculos necessários ao ajuste diário do PLD horário quando sua média diária superar o limite estrutural. Para tanto, a CCEE construiu um processo iterativo para que toda vez que a média do PLD no dia de um submercado supere o limite superior fixado em Resolução Homologatória da ANEEL, os valores do PLD horário desse submercado possam ser reduzidos de forma proporcional e uniforme, respeitando os valores do PLD máximo horário e do limite mínimo do PLD.



P. 11 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

57. O fluxo do processo iterativo e o tratamento algébrico dessas alterações estão detalhadas nos módulos das REGRAS que serão disponibilizados em Consulta Pública, bem como no “Descritivo de Alterações”, enviados pela CCEE.

58. Ainda em relação ao PLD horário, a CCEE promove nas REGRAS ajustes necessários dos dados recebidos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O ONS realiza a programação da operação para o dia seguinte tomando como base os Custos Marginais de Operação (CMO) resultados do modelo computacional DESSEM discretizados em intervalos de trinta minutos.

59. Por sua vez, a Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019, do Ministério de Minas e Energia (MME), dispõe que o preço no mercado de curto prazo deve ter discretização horária, isto é, um preço para cada hora do dia para cada submercado do Sistema Interligado Nacional (SIN). Dessa forma, a CCEE utiliza os CMOs semi-horários do modelo DESSEM (sem rede) e aplica a média simples para a obtenção do CMO horário, isto é, sem fazer ponderação com a carga, por exemplo. Após o cálculo dessa média, a regra proposta pela CCEE é submetida ao fluxo iterativo supramencionado para verificar o atendimento aos limites mínimos e máximos fixados pela ANEEL.

60. Por fim, a CCEE promove uma alteração na determinação do PLD_X, utilizado para fins de deslocamento hidráulico, pois, a partir de 2021, existirão dois limites vigentes. A CCEE propõe que, para o cálculo do PLD Médio Atualizado Limitado, seja utilizado como valor máximo o PLD Máximo Estrutural, visto que a média do PLDs de determinado ano não será maior que tal limitação.

61. Avaliamos que as proposições da CCEE referentes à implementação das regras para operacionalizar os normativos referentes a preço horário e limites de preço estão aderentes aos regulamentos em vigor e devem fazer parte do escopo das Regras de Comercialização 2021 na sua integralidade.

III.4.1 – Importação de energia elétrica da Argentina e Uruguai

62. A Portaria MME nº 339, de 15 de agosto de 2018, definiu que o ONS poderá utilizar a energia de importação proveniente da Argentina e do Uruguai, objetivando a redução do custo imediato de operação do SIN. O racional da Portaria é, caso algum comercializador consiga importar energia elétrica desses dois países a um preço inferior ao valor de operação da última termelétrica despachada por ordem de mérito de custo no Brasil, a energia importada pode substituir tal termelétrica contribuindo para a diminuição do custo imediato de operação.

63. As Regras de Comercialização enviadas pela CCEE refletem as diretrizes da Portaria MME nº 339, exceto por uma modificação realizada pelo MME por meio da Portaria nº 304, publicada no Diário Oficial da União do dia 25 de agosto de 2020, após a CCEE já ter encaminhado a versão 2021 das referidas Regras para a ANEEL.

64. Os §§ 9º e 10 do artigo 1º da Portaria MME nº 339, de 2018, dispõem sobre a necessidade de pagamento pelos agentes comercializadores na hipótese em que o montante de energia importada for

P. 12 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

inferior à declarada por eles e aceita pelo ONS:

“§ 9º Caso o montante da energia efetivamente importada seja inferior ao montante definido pelo ONS nos termos do § 5º, os Agentes Comercializadores responsáveis pela importação deverão arcar com o custo dessa diferença de energia, que será valorada de acordo com os critérios a seguir estabelecidos:

I - caso o CVU da usina termelétrica substituída seja inferior ao limite máximo do PLD, a valoração se dará pela diferença entre o PLD médio semanal vigente no submercado da usina termelétrica substituída e o CVU dessa usina termelétrica, se positiva; ou

II - caso o CVU da usina termelétrica substituída seja superior ao limite máximo do PLD, o valor será de 5% (cinco por cento) do limite máximo do PLD.

§ 10. O valor obtido nos termos do parágrafo anterior deverá ser revertido em benefício da conta de Encargo de Serviços de Sistema - ESS. ” (sem grifo no original)

65. Pelo fato de o pagamento dos comercializadores ser com base no limite superior do PLD, originalmente a CCEE propôs como adequação à utilização de dois limites superiores a partir de 2021 o emprego do valor do PLD Máximo Estrutural, para verificar se a não entrega da importação deve ser valorada pela diferença entre o PLD médio Semanal e CVU da usina substituída (caso o CVU da usina substituída seja menor que o PLD máximo), ou por 5% do valor do PLD máximo (caso o CVU da usina substituída seja maior que o PLD máximo).

66. Com o advento do preço horário, a ANEEL e a CCEE propuseram em reunião com o MME a alteração dos dispositivos do § 9º do artigo 1º da Portaria nº 339, de 2018, de forma a adequar sua nomenclatura às normas setoriais do PLD horário, sem alteração de mérito na Portaria.

67. Em 25 de agosto de 2020, o MME publicou a Portaria nº 304 que dá nova redação ao § 9º do artigo 1º da Portaria MME nº 339:

Art. 1º A Portaria nº 339, de 15 de agosto de 2018, passa a vigorar com as seguintes alterações:

[...]

§ 9º Os agentes comercializadores responsáveis pela importação deverão arcar, relativamente à diferença, caso exista, entre o montante definido pelo ONS nos termos do § 5º e o montante de energia efetivamente importada, com os custos de acordo com os critérios a seguir estabelecidos:

I - com o pagamento de montante igual ao ESS produzido pela substituição da geração termelétrica, de acordo com as regras vigentes do setor elétrico brasileiro, caso haja; ou

II - com penalidade a ser definida pela ANEEL, caso a substituição da geração



P. 13 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

termelétrica não tenha produzido efeito de pagamento de ESS de acordo com as regras vigentes do setor elétrico brasileiro.

68. Desta forma, durante a Consulta Pública, a CCEE deverá adequar a versão 2021 das REGRAS para que contemple a nova redação da Portaria do MME. Para tanto, avalia-se que o novo inciso I do § 9º não enseja definições regulatórias específicas, bastando adequação das REGRAS para que esse comando seja cumprido, enquanto o novo inciso II demanda definição específica pela ANEEL. Para atendimento a este inciso, propõe-se, então, que seja adotada a mesma ordem de grandeza da referida penalidade estabelecida pela atual Portaria 339/2018, qual seja, 5% do PLD máximo estrutural.

III.5 – Revisão do tratamento de exposições para distribuidoras

69. O Decreto nº 5.163, de 2004, estabelece que as REGRAS devem prever mecanismo para aliviar a exposição financeira decorrente do registro de CCEAR por quantidade em submercado diferente daquele da distribuidora, nos seguintes termos:

“Art. 28. O CCEAR poderá ter as seguintes modalidades:

- I - quantidade de energia elétrica; ou*
- II - disponibilidade de energia elétrica.*

§ 1º Deverá estar previsto no CCEAR, na modalidade por quantidade de energia elétrica que:

- I - o ponto de entrega será no centro de gravidade do submercado onde esteja localizado o empreendimento de geração; e*
- II - os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes vendedores.*

*§ 2º As regras de comercialização deverão prever mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos **na modalidade referida no inciso I do caput**, decorrentes de diferenças de preços entre submercados.” (sem grifo no original)*

70. As REGRAS, no entanto, na forma como foi estabelecida e alterada ao longo do tempo, tratam também do alívio de exposição financeira de CCEAR por disponibilidade, Contrato de Cotas de Garantia Física (CCGF) e de Cotas de Energia Nuclear (CCEN). Todos esses contratos são tratados como contratos por quantidade pelas REGRAS ao promover o alívio de exposição financeira.

71. A proposta das REGRAS encaminhada pela CCEE busca dar melhor tratamento aos CCEAR por disponibilidade, bem como aos CCGF e CCEN, ao considerar no alívio de exposição financeira apenas a energia que tiver sido efetivamente gerada ou a obrigação de entrega de cada usina, conforme o caso.

72. Inicialmente, de modo objetivo, verifica-se que as REGRAS atuais cumprem o que diz o

P. 14 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

Decreto nº 5.163, de 2004, e vai além ao considerar também contratos diversos dos CCEAR por quantidade no tratamento de exposições entre submercados.

73. Se considerarmos que o objetivo disposto no Decreto é promover o rateio dos riscos financeiros advindos da diferença entre os preços dos submercados, é coerente também considerar os demais tipos de contratos celebrados pelas distribuidoras de modo centralizado.

74. Os CCEAR por disponibilidade de usinas com CVU nulo têm a operacionalização semelhante à dos contratos por quantidade, se considerado um horizonte de tempo mais longo. Nesse tipo de contrato, a energia não entregue pelos agentes vendedores ao longo do ano, do quadriênio ou quinquênio, é objeto de ressarcimento aos agentes de distribuição. A distribuidora recebe todo o montante contratado valorado ao PLD do submercado do vendedor, ainda que sob a forma de ressarcimento que considera um PLD médio.

75. Já no caso dos CCGF, CCEN e CCEAR por disponibilidade com CVU não nulo, não é possível estabelecer analogia com contratos por quantidade, pois a energia entregue pelos vendedores nesses contratos, ressalvadas as particularidades de cada um, não é igual ao montante contratado, ainda que se considere um horizonte de tempo mais longo.

76. Esses contratos (CCGF, CCEN e CCEAR por disponibilidade com CVU não nulo) impõem às distribuidoras outro risco, além da diferença de preços entre submercados, que seria aquele relacionado ao próprio montante de energia gerado pela usina.

77. A energia entregue nos CCGF e CCEN depende da disponibilidade de água e combustível nuclear, sendo a exposição no MCP assumida integralmente pelas distribuidoras. Já no caso dos CCEAR por disponibilidade com CVU não nulo, a geração dependerá do PLD que poderá ser em um submercado diverso do que a distribuidora se encontra.

78. O tratamento atual para as exposições desses contratos, que considera todo o montante contratado, pode gerar situações cuja adequação é questionável como, por exemplo, quando o PLD do submercado do gerador é maior que o do submercado consumidor, mas a usina não está despachada. Nessa situação, a distribuidora não liquida energia alguma no MCP, mas ainda assim as REGRAS consideram que houve exposição positiva e captura esse montante para aliviar a exposição negativa de outras distribuidoras. Para esses casos, considerar a exposição das distribuidoras ao risco de diferença de preços entre submercados, imposta pelo contrato, a partir da energia que deve ser entregue pelas usinas, como propõe a CCEE, parece mais razoável do que considerar todo o montante contratado, como disposto atualmente nas REGRAS.

79. Por outro lado, quando o PLD do submercado do gerador é menor que o do submercado consumidor e a usina não está despachada, a distribuidora não liquida energia alguma no MCP e as REGRAS consideram que houve exposição negativa valorada à diferença de preço entre os submercados, ainda que a distribuidora fique exposta ao PLD integral do próprio submercado. Para esses casos, considerar a exposição das distribuidoras a partir da energia entregue pelas usinas, como propõe a CCEE,

P. 15 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

não irá resultar em nenhuma exposição financeira negativa.

80. Nesses dois exemplos, a exposição financeira da distribuidora foi causada não apenas pela diferença de preços entre submercados, mas também pela forma de operacionalização do contrato por disponibilidade.

81. Dito isso, as alterações propostas pela CCEE nas REGRAS a tornam mais aderente ao disposto no Decreto nº 5.163, de 2004, ao tratar apenas a exposição financeira à diferença de preços entre submercados, apesar de não estar restrita aos CCEAR na modalidade quantidade.

82. De forma diversa, a SRM avalia que o tratamento dispensado pelas REGRAS deve se restringir ao disposto no Decreto nº 5.163, de 2004, que faz referência apenas aos contratos por quantidade, sem prejuízo de que se avalie a pertinência de dar tratamento também aos demais tipos de contratos resultantes de leilões centralizados.

83. Contudo, tendo em vista os impactos que esse ajuste nas REGRAS pode trazer para as tarifas das distribuidoras envolvidas, sugerimos que a CCEE prepare estudo com simulações para as seguintes situações: (i) REGRAS atuais; (ii) REGRAS de acordo com a redação atual do Decreto nº 5.163, de 2004, abrangendo apenas CCEAR por quantidade; e (iii) REGRAS propostas pela CCEE.

84. Esse estudo será levado ao conhecimento do MME com vistas ao aprimoramento do disposto no Decreto nº 5.163, de 2004, caso esse seja o entendimento do Ministério.

85. Convém destacar que, durante a análise deste tema, a situação do registro de CCEAR por disponibilidade com CVU não nulo mereceu particular atenção. Em razão do caráter de disponibilidade desses contratos, o registro em submercado diferente do submercado de consumo prejudica um dos seus principais objetivos, que seria proteger o comprador de PLD elevados. Assim, essa proteção pode não ser efetiva quando há diferença de preços entre os submercados do comprador e do vendedor. Entendemos que esta situação também merece ser apreciada pelo MME.

III.6 – Tratamento da inflexibilidade e indisponibilidade no mesmo período

86. Trata-se de aprimoramento no tratamento da inflexibilidade e da indisponibilidade programada e forçada para CCEAR de usinas térmicas com CVU oriundos do 18º LEN em diante.

87. A partir do 18º LEN, os agentes geradores têm obrigação de informar o ONS, até 15 de dezembro de cada ano, a sazonalização da inflexibilidade bem como o cronograma de indisponibilidade programada para o ano seguinte. Nos períodos de indisponibilidade programada o agente estará isento da entrega de energia ao contrato.

88. Já a partir do 23º LEN, o qual terá início de suprimento em 1º de janeiro de 2021, foi criado o saldo de indisponibilidade forçada. Nos períodos de indisponibilidade forçada, até o limite do saldo, o agente estará isento da entrega de energia ao contrato.

P. 16 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

89. A operacionalização do 18º LEN nas REGRAS, o qual teve início de suprimento em 1º de janeiro de 2018, foi tratada na Nota Técnica nº 171/2017-SRM/ANEEL, indicando que não deveria ocorrer indisponibilidade programada e inflexibilidade no mesmo período de comercialização:

“24. Outro ponto de atenção, embora não seja diretamente relacionado à proposta algébrica das REGRAS ora em análise, são as declarações de inflexibilidade e indisponibilidade programada que deverão ser realizadas pelos agentes ao ONS, para fins da correta execução do CCEAR. Tais disposições já destacadas anteriormente deverão ser observadas pelo ONS, como por exemplo:

a) A declaração de inflexibilidade e indisponibilidade programada deverá ser declarada anualmente para o ano subsequente até o dia 15 de dezembro de cada ano, sendo vedada a alteração dos valores declarados pelos agentes;

b) Por necessidade sistêmica, a critério do ONS, com justificativa apresentada à ANEEL e em comum acordo com o vendedor, os valores declarados de inflexibilidade e indisponibilidade programada poderão ser alterados;

c) As declarações de inflexibilidade e indisponibilidade deverão ser compatíveis, ou seja, não poderá haver informação para um mesmo período de comercialização das duas informações; e

d) O valor de indisponibilidade programada anual declarado não poderá superar o valor de referência para o cálculo de garantia física, o que impede o acúmulo de horas para uso em anos subsequente.” (sem grifo no original)

90. As cláusulas do contrato que tratam da sazonalização da inflexibilidade e da indisponibilidade programada são as seguintes:

“4.5. A SAZONALIZAÇÃO da INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL será obtida a partir da declaração dos montantes mensais de inflexibilidade da USINA, elaborada em conjunto entre o VENDEDOR e o ONS para cada ano de suprimento, respeitados os seguintes critérios:

(i) observância às disposições da Resolução Normativa nº 179, de 08 de dezembro de 2005, ou à norma que venha a substituí-la; e

(ii) consideração, dentre outros aspectos, das restrições operativas e do valor de DISPONIBILIDADE MÁXIMA da USINA.

4.5.1. A declaração dos montantes mensais de inflexibilidade da USINA de que trata a subcláusula 4.5 deverá ser apresentada até o mês de dezembro do ano anterior ao ano de referência, sendo vedada a alteração desses valores após esse prazo.

(...)

P. 17 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

6.2. O VENDEDOR deverá apresentar ao ONS, até 15 de dezembro de cada ano civil, o cronograma anual de indisponibilidades programadas do próximo ano, com discretização horária (IPh).

6.2.1. No cronograma anual, o agente deverá observar que a média dos valores declarados para o ano civil não poderá ser superior ao valor de indisponibilidade programada declarada para o cálculo da GARANTIA FÍSICA.

6.2.2. O cronograma anual de indisponibilidades programadas não poderá ser alterado, a não ser por necessidade sistêmica, a critério do ONS, com justificativa apresentada à ANEEL e em comum acordo com o VENDEDOR, desde que atendido ao disposto na subcláusula 6.2.1.

6.3. O VENDEDOR deverá, também, apresentar ao ONS, até o dia 15 de dezembro de cada ano civil, a SAZONALIZAÇÃO e MODULAÇÃO da INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL anual, que deverá ser compatível com o valor de INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA declarada.” (sem grifo no original)

91. A leitura do contrato deixa clara, portanto, que não devem ocorrer alterações no cronograma anual de indisponibilidades programadas. A única hipótese seria necessidade sistêmica, a critério do ONS, com justificativa a ser apresentada à ANEEL e em comum acordo com o gerador.

92. Considerando que é vedada a alteração da inflexibilidade contratual ao longo do ano, a eventual reprogramação da indisponibilidade programada para algum período do ano em que não haja inflexibilidade pode não ser possível. Além disso, nos três primeiros anos de suprimento, o agente está isento da obrigação de entrega com base na indisponibilidade programada verificada.

93. Em vista disso, as REGRAS devem estar preparadas para a hipótese de alteração do cronograma de indisponibilidade programada em que algum período reprogramado ocorra de forma concomitante com inflexibilidade contratual, ainda que o contrato não estabeleça tratamento explícito para essa situação. Da mesma forma, o consumo do saldo de indisponibilidade forçada, para CCEAR oriundos do 23º LEN em diante, também pode ocorrer de forma concomitante com a inflexibilidade contratual declarada da usina e merece tratamento pelas REGRAS.

94. Destacamos que, tanto nos períodos de indisponibilidade programada quanto de indisponibilidade forçada (até o limite do saldo), o gerador está isento de entrega de energia. No entanto, o contrato não estabelece que o gerador deverá receber por uma energia que não foi gerada, caso deixe de entregar a inflexibilidade contratual em razão de indisponibilidade.

95. O ajuste nas REGRAS proposto pela CCEE visa dar tratamento caso essa situação ocorra e estão detalhadas nos módulos das REGRAS que serão disponibilizados em Consulta Pública, bem como no “Descritivo de Alterações”, todos enviados pela CCEE.



P. 18 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

96. A correção proposta pela CCEE tem por base o acerto financeiro associado à inflexibilidade disposto na Cláusula “Do Acerto Financeiro associado à Inflexibilidade Contratual” dos CCEAR do 18º LEN em diante.

“CLÁUSULA 6ª – DA OBRIGAÇÃO DE ENTREGA DE ENERGIA PELO VENDEDOR

6.14. Caso o montante de ENERGIA associado à INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL, conforme disposição constante dos itens (i) da subcláusula 6.5 e da subcláusula 6.11, não seja entregue por meio da geração inflexível da USINA, as PARTES promoverão o acerto financeiro nos termos da Cláusula 10ª.

CLÁUSULA 10ª – DO ACERTO FINANCEIRO ASSOCIADO À INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL

10.1. O montante mensal de ENERGIA associado à INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL entregue pelo VENDEDOR, conforme disposição constante dos itens (i) da subcláusula 6.5 e da subcláusula 6.11, caso não seja proveniente da geração inflexível da USINA nos PERÍODOS DE COMERCIALIZAÇÃO em que a USINA não foi despachada por ordem de mérito de preço, sujeitará as PARTES a um acerto financeiro.

97. O objetivo dessa Cláusula é incentivar o gerador a, de fato, gerar energia nos períodos em que houver declarado inflexibilidade. Esse incentivo é necessário pois seria mais interessante ao gerador, ao menos economicamente, ficar exposto ao MCP em períodos de PLD baixo do que gerar energia a um custo de combustível superior ao PLD.

98. A subcláusula 10.2, transcrita abaixo, estipula um valor a ser ressarcido pelo gerador a distribuidora proporcional à diferença entre o custo do combustível (RF_{comb}) e o PLD, multiplicado pelo montante que deixou de ser gerado. Ao final, o gerador recebe da distribuidora o custo do combustível (RF_{comb}), paga o valor equivalente ao PLD no MCP e devolve o valor restante a distribuidora, se houver. Essa subcláusula, portanto, pressupõe a obrigação de entrega de energia do agente nos períodos em que há inflexibilidade.

“10.2. O acerto financeiro de que trata a subcláusula 10.1 terá periodicidade mensal, a partir do mês de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora da USINA, e será realizado por meio de ressarcimento promovido pelo VENDEDOR em favor do COMPRADOR, cujo valor será obtido mediante a aplicação da seguinte equação algébrica:

$$VAF_m = ICNAGI_m * \left(\frac{RF_{CombA}}{8.760 * Inflex_C_A} - PLD_M_{NDomp_m} \right) ,,$$



P. 19 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

99. A aplicação integral dessa Cláusula (subcláusulas 10.1 e 10.2) aos períodos em que a usina fica indisponível¹⁴ e tem inflexibilidade contratual de forma concomitante não nos parece suficiente para neutralizar a operação, pois o gerador será isento da obrigação de entrega nas situações específicas. Ainda que o gerador devolva à distribuidora a diferença entre o custo do combustível (RF_{comb}) e o PLD, a distribuidora fica exposta ao PLD no MCP. Nessa situação, portanto, a distribuidora pagaria RF_{comb} ao gerador, seria ressarcida em ($RF_{comb} - PLD$) e pagaria PLD no MCP. O custo final para a distribuidora será de duas vezes o PLD¹⁵, sendo que o gerador irá receber valor equivalente ao PLD¹⁶ sem a contrapartida da entrega da energia.

100. Para o adequado tratamento dessas situações, as REGRAS devem promover o acerto financeiro considerando a devolução de todo o RF_{comb} quando a indisponibilidade programada ou forçada coincidir com a inflexibilidade contratual. Procedendo dessa forma, o gerador estará isento da obrigação de entrega, conforme previsto nos contratos, e a distribuidora não irá pagar pela energia que não foi gerada.

101. Ressalta-se que o contrato não estabelece que a distribuidora deverá pagar por uma energia que deixou de ser gerada por inflexibilidade, ainda que em razão de indisponibilidade programada ou forçada. De forma diversa, o contrato estabelece justamente o contrário, conforme disposto nas subcláusulas 6.14 e 10.1 transcritas acima, sem nenhum tipo de ressalva, que a inflexibilidade que não for proveniente de geração inflexível do gerador será objeto de acerto financeiro. A fórmula trazida pela subcláusula 10.2, no entanto, não abrange todas as situações em que essa situação pode ocorrer, notadamente quando a usina está em indisponibilidade programada ou forçada e está isenta de obrigação de entrega de energia.

102. A isenção da obrigação de entrega de energia em situações específicas de indisponibilidade programada e forçada foi uma inovação trazida nos CCEAR a partir do 18º e do 23º LEN. A Cláusula “Do Acerto Financeiro associado à Inflexibilidade Contratual”, por sua vez, restou incompleta para essas situações. Para os próximos Leilões a serem realizados, essa situação já foi endereçada no âmbito da Consulta Pública nº 42/2019, que tratou dos Leilões nº 2 e 3/2020, conforme disposto na Nota Técnica nº 15/2020-SEL/ANEEL, de 19 de março de 2020.

103. Dessa forma, deve ser dado tratamento a essa situação não tratada pelos respectivos CCEAR. Especificamente, para os CCEAR oriundos do 18º ao 22º LEN, esse tratamento deve ser dado, nos três primeiros anos de suprimento do contrato, até o limite da Indisponibilidade Programada declarada para o cálculo da Garantia Física, pois além desse valor os contratos estabelecem outra forma de ressarcimento aos contratos, a ser realizado apenas ao final do 3º ano.

104. Quanto aos contratos oriundos do 23º LEN em diante, outro ponto merece destaque quanto a sua operacionalização. Esses contratos têm duas subcláusulas que estabelecem o montante devido pelos vendedores em caso de indisponibilidade programada em período diferente daquele

¹⁴ Em alguns casos de indisponibilidade programada ou forçada, nos termos dos respectivos contratos.

¹⁵ Na hipótese em que o PLD é igual ou menor a RF_{comb} .

¹⁶ O gerador receberia PLD ou RF_{comb} , o que for menor.



P. 20 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

estabelecido no cronograma anual, ou em caso de indisponibilidade forçada em montante superior ao banco de horas, nos seguintes termos:

“4.7.5. O montante devido pelo VENDEDOR relativo à energia indisponível decorrente de INDISPONIBILIDADES PROGRAMADAS em período diferente daquele estabelecido no cronograma anual será valorado pelo:

- (i) ICB atualizado pelo IPCA, nos três primeiros anos após a data de liberação da operação comercial da primeira unidade geradora da usina; e,*
 - (ii) PLD vigente no período de contabilização, a partir do quarto ano após a data de liberação da operação comercial da primeira unidade geradora da usina.*
- (...)*

4.8.5. O montante devido pelo VENDEDOR relativo à energia indisponível decorrente de INDISPONIBILIDADES FORÇADAS apuradas em montante superior ao banco de horas será valorado pelo:

- (i) ICB atualizado pelo IPCA, nos três primeiros anos após a data de liberação da operação comercial da primeira unidade geradora da usina; e,*
 - (ii) PLD vigente no período de contabilização, a partir do quarto ano após a data de liberação da operação comercial da primeira unidade geradora da usina.”*
- (sem grifo no original)*

105. De forma literal, essas subcláusulas estabelecem que o vendedor deve ressarcir os compradores pela “energia indisponível”, independente da obrigação de entrega, ainda que a usina não seja despachada pelo ONS e nem tenha inflexibilidade declarada para o período. No entanto, essa interpretação não é adequada para efeito de ressarcimento dos compradores, ressalvado o disposto no item III.1 desta Nota Técnica para fins de consumo do banco de horas de indisponibilidade forçada. O ressarcimento aos compradores deve ser realizado relativo ao compromisso de entrega de energia do vendedor para o período considerado. Quanto a esse ponto, a operacionalização dos contratos pelas REGRAS propostas pela CCEE está adequada.

106. Por fim, ao contrário do que propõe a CCEE, tais ajustes na operacionalização deverão ser realizados de forma prospectiva, com efeitos a partir de 2021 para todos os CCEAR.

III.7 – Tipo de Energia para CBR anteriores à Lei 10.848/2004 e Registro dos CBRs pela CCEE

107. Em 10 de março de 2020, por meio do Despacho nº 681, emitido no âmbito do Processo nº 48500.002568/2003-95, a ANEEL ratificou o entendimento de que o registro na CCEE de contratos de suprimento de energia celebrados pelas distribuidoras (Contratos Bilaterais Regulados (CBR)) anteriormente à emissão da Lei nº 10.848, de 2004, devem refletir o contrato original registrado na ANEEL, conforme disposto em PdC.

108. Destaca-se que os PdC, anteriormente denominados de Procedimentos de Mercado, já estabelecem, pelo menos desde 2004¹⁷, que os contratos bilaterais registrados na CCEE (antigo MAE)

¹⁷ Despacho nº 12, de 15 de janeiro de 2004.



P. 21 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

devem refletir exatamente as informações registradas na ANEEL.

109. Conforme exposto no âmbito do Processo nº 48500.002568/2003-95, a inobservância dessa premissa gerou prejuízos à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Naquele caso, o agente vendedor repassou a energia incentivada da usina objeto do contrato bilateral com a distribuidora para outro consumidor no Ambiente de Contratação Livre (ACL), o qual obteve indevidamente desconto em tarifas de transporte (TUST/TUSD), impactando a CDE.

110. Portanto, todo contrato bilateral registrado na ANEEL para venda de energia de usina incentivada para distribuidora deve ser registrado na CCEE considerando que a venda diz respeito a usina incentivada.

111. A CCEE, neste sentido, propõe ajustes textuais nas REGRAS para deixar claro, assim como já está nos PdC, que o registro dos CBR na CCEE deve refletir exatamente o contrato registrado na ANEEL, especialmente quanto ao vínculo de usinas incentivadas que lastrearam a venda desses contratos.

112. Os ajustes nas REGRAS estão detalhados nos módulos das REGRAS que serão disponibilizados em Consulta Pública, bem como no “Descritivo de Alterações”, todos enviados pela CCEE.

113. Assim como foi realizado no âmbito do Processo nº 48500.002568/2003-95, entendemos adequado determinar que a CCEE faça o levantamento de todos os CBR que não estavam registrados adequadamente para que os prejuízos à CDE sejam devidamente ressarcidos.

114. Diante de irregularidades encontradas no registro dos CBR na CCEE em comparação aos contratos aprovados pela ANEEL, entendemos ser prudente que tais contratos sejam registrados exclusivamente pela CCEE, tal qual é realizado com CCEARs, a partir de documentação comprobatória das partes.

115. O registro na CCEE deverá conter exatamente as mesmas informações registradas na ANEEL, quanto às contrapartes (identificar Partes Relacionadas), período de vigência, volumes anuais, formas de modulação e sazonalização, bem como a regulamentação de regência. Para tanto, cada CBR deverá ser registrado individualmente na CCEE, de maneira que seja possível identificar o contrato correspondente na ANEEL.

III.8 – Correções no módulo de Alocação de Geração Própria

116. Por fim, a CCEE encaminhou correções a serem realizadas no módulo “Alocação de Geração Própria” (AGP) com relação a: (i) apuração dos débitos do autoprodutor que possui carga e geração modelada sob um mesmo agente; e (ii) verificação do tipo de energia de repasse para fins de AGP quando a carga e a geração não estão modeladas sob o mesmo agente na CCEE.

117. Os ajustes nas REGRAS estão detalhados nos módulos das REGRAS que serão disponibilizados em Consulta Pública, bem como no “Descritivo de Alterações”, todos enviados pela CCEE.

P. 22 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

III.9 – Demais assuntos

118. Além dos assuntos encaminhados pela CCEE, os temas a seguir também foram avaliados pela SRM quanto à inclusão nas REGRAS para 2021.

III.9.1 – Carta da ABRAGEL – Operacionalização do SPR

119. A ABRAGEL encaminhou, em 4 de junho de 2019, carta solicitando que fosse disposto nas REGRAS o tratamento a ser dado às usinas hidrelétricas que optassem pela repactuação do risco hidrológico dentro do produto SPR100.

120. Considerando que não há previsão de revisão da garantia física dos empreendimentos (UHE Belo Monte e CGH Pito) que repactuaram o risco hidrológico com base no produto SPR100, o tratamento conferido a esses casos é idêntico àquele dispensado às usinas que repactuaram com base no produto SP100, já operacionalizado pelas REGRAS.

121. Além disso, a SRM e a SRG estão propondo, no âmbito do Processo nº 48500.003661/2020-34, a extinção do produto SPR100 em razão de desequilíbrio de risco imposto ao consumidor cativo pela forma de cálculo do prêmio de risco desse produto.

122. Não há, portanto, necessidade de dar tratamento ao produto SPR100 em caso de redução de garantia física nas REGRAS para 2021.

123. A preocupação do agente, no entanto, é pertinente, e a CCEE deverá encaminhar, na proposta de REGRAS para 2022, a operacionalização do produto SPR100 na hipótese de redução da garantia física da usina.

III.9.2 – Carta da UNICA/COGEN – Sazonalização de usinas a biomassa com CVU nulo

124. Em 18 de maio de 2020, por meio de correspondência sem número, a UNICA e a COGEN apresentaram suas considerações para o aprimoramento das REGRAS, versão 2021, no que diz respeito a sazonalização da garantia física de usinas a biomassa com CVU nulo.

125. De modo sucinto, as associações alegam que (i) a geração de energia pelas usinas a biomassa pode variar ao longo do ano, em função do clima, com pouca previsibilidade em dezembro do ano anterior; (ii) a geração acima da garantia física sazonalizada implica em liquidação da energia no MCP, o qual, diante do atual contexto de judicialização, não tem liquidez; (iii) existe um descasamento temporal na revisão da garantia física das usinas a biomassa.

126. A solução apontada pelas associações para essas questões seria possibilitar aos agentes a revisão mensal dos montantes de garantia física alocados para fins de lastro.



P. 23 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

127. Quanto ao item (iii), trata-se de tema a ser avaliado pelas associações junto ao Ministério de Minas e Energia, que tem competência para tratar do estabelecimento da garantia física.

128. Quanto item (ii), trata-se de situação ocasionada pelas judicialização associada ao risco hidrológico das usinas do MRE. A liquidez do MCP será reestabelecida assim que as demandas judiciais forem sanadas.

129. Quanto ao item (i), as regras para sazonalização da garantia física para fins de lastro de todos os tipos de usinas estão estabelecidas na Resolução Normativa nº 584, de 29 de outubro de 2013, a qual estabelece que a sazonalização deve ser realizada no mês de dezembro do ano anterior ao de referência. Destacamos que, pelo menos desde a Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000, a sazonalização é realizada dessa mesma forma.

130. O montante mensal de garantia física para fins de lastro serve de base para diversos processos no âmbito da contabilização como, por exemplo, venda de energia no ACL, aplicação de penalidades, desconto tarifário e alocação de energia para contratos regulados. Por essa razão, entendemos que o tema deve ser tratado em avaliação ampla da Resolução Normativa nº 584, de 2013, em processo específico que busque dar mais flexibilidade aos agentes, mas que preserve o interesse de terceiros. Por esse motivo, o tema não será tratado no âmbito das REGRAS para 2021.

III.9.3 – Penalidade de Energia de Reserva

131. A SRM verificou a existência de lacuna regulatória pela falta da regulamentação da penalidade por insuficiência de lastro para atendimento à contratação de reserva prevista no art. 7º do Decreto nº 6.353, de 2008, para as fontes eólica, solar e hidráulica, conforme transcrito a seguir.

“Art. 7º Em relação aos leilões de que trata este Decreto, a entrada em operação comercial das unidades geradoras do empreendimento que comporá a Reserva poderá ocorrer durante os anos subseqüentes ao início da entrega da energia contratada, ficando assegurada, neste caso, a contratação de toda a parcela da garantia física proveniente do respectivo empreendimento que for contratado como Reserva.”

Parágrafo único. Deverá haver aplicação de penalidades no caso de não entrada em operação comercial de quaisquer unidades geradoras até as respectivas datas previstas no cronograma do empreendimento, bem como no caso de sua indisponibilidade, na forma a ser regulamentada pela ANEEL. (sem grifo no original)

132. Essa penalidade está regulamentada por meio da Resolução Normativa nº 452, de 11 de outubro de 2011, objeto da AP nº 9/2011, mas sua aplicação está restrita às usinas a biomassa, nos seguintes termos:

“Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, para as usinas à biomassa

P. 24 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

comprometidas com Contratos de Energia de Reserva - CER:

I - as diretrizes para a cessão de energia e lastro entre as usinas; e

II - a regulamentação da penalidade prevista no parágrafo único do art. 7º do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. (sem grifo no original)

133. Essa lacuna pode ser sanada por meio da extensão da aplicação da penalidade disposta na Resolução Normativa nº 452, de 2011, às demais fontes de energia com contratação de energia de reserva. A operacionalização dessa Resolução Normativa nas REGRAS, por sua vez, está disposta no módulo “Penalidade de Energia de Reserva”.

134. Dessa forma, entendemos que a CCEE, em cumprimento ao Decreto nº 6.353, de 2008, deve ajustar as REGRAS para que a penalidade por insuficiência de lastro para atendimento dos contratos de reserva seja aplicada a todas as fontes que contratam energia de reserva, da mesma forma que ocorre para usinas à biomassa, para aplicação a partir de 2021.

135. Com objetivo de consolidar a regulamentação atinente às REGRAS, entendemos que a Resolução Normativa nº 452, de 2011, pode ser revogada, pois seu conteúdo está replicado no módulo “Penalidade de Energia de Reserva”, bastando registrar neste módulo o disposto no art. 4º da Resolução Normativa nº 452, de 2011, segundo o qual o “registro de cessão estará condicionado à adimplência dos agentes envolvidos no âmbito da CCEE.”

III.10 – Alocação de custos do despacho eletroenergético com o modelo DESSEM

136. O modelo computacional DESSEM foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL para uso na programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos, com representação detalhada das unidades geradoras, consideração da rede elétrica e de restrições de segurança. Informações detalhadas acerca do escopo metodológico do programa podem ser consultadas em CEPEL (2019)¹⁸.

137. O algoritmo do programa é capaz de determinar a programação de despacho para as usinas em intervalos semi horários. Sua formatação prevê a representação de usinas hidrelétricas e termelétricas com grau de resolução espacial referenciado à unidade geradora de cada planta de geração. A consideração da malha elétrica é feita mediante aplicação de modelagem DC para o fluxo de potência.

138. A arquitetura do modelo também inclui a modelagem de restrições de *unit commitment* para as plantas termelétricas (UCT), a variação da produtividade das usinas hidrelétricas em função da variação da altura de queda e o cálculo dos balanços hídricos dos reservatórios com aproximações lineares para a realidade não-linear do fluxo hidrodinâmico nas cascatas de hidrelétricas. A intermitência de fontes eólica e solar é endereçada via a consideração da respectiva injeção de potência de parques agregados junto ao respectivo segmento da malha de transmissão. Na Figura 1, dispõe-se topologia esquemática



¹⁸ Manual de metodologia – Modelo DESSEM. Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL.

P. 25 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

para a representação do sistema.

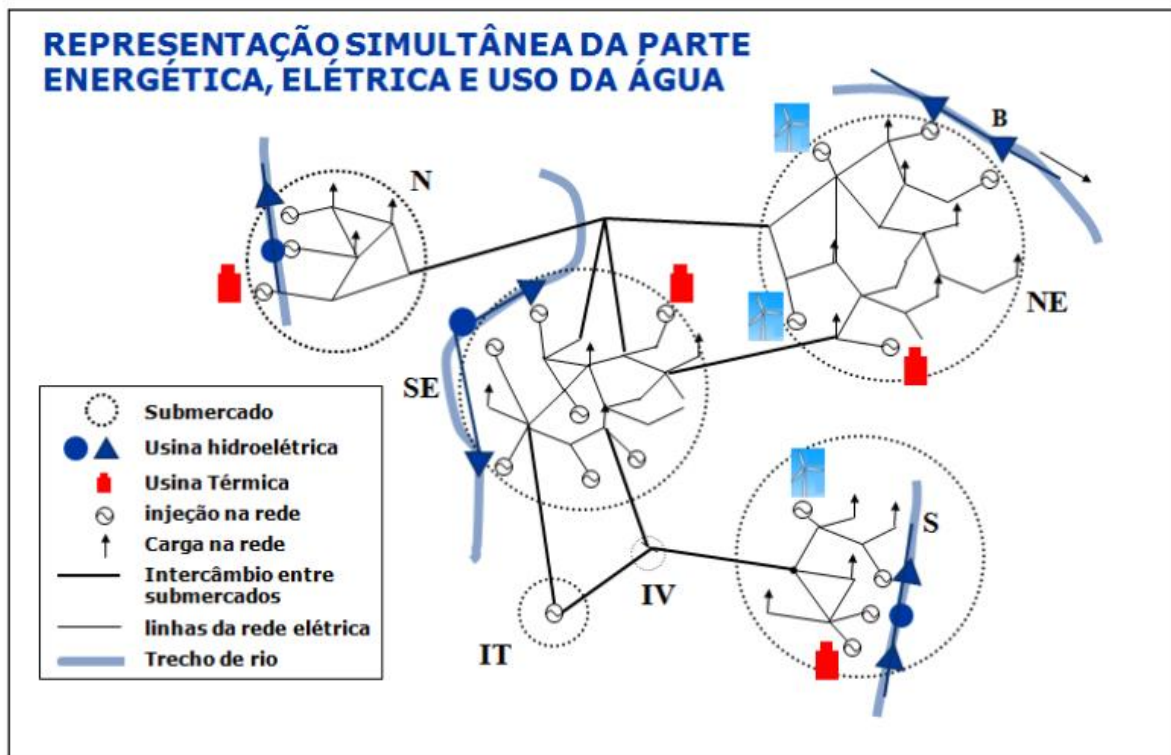
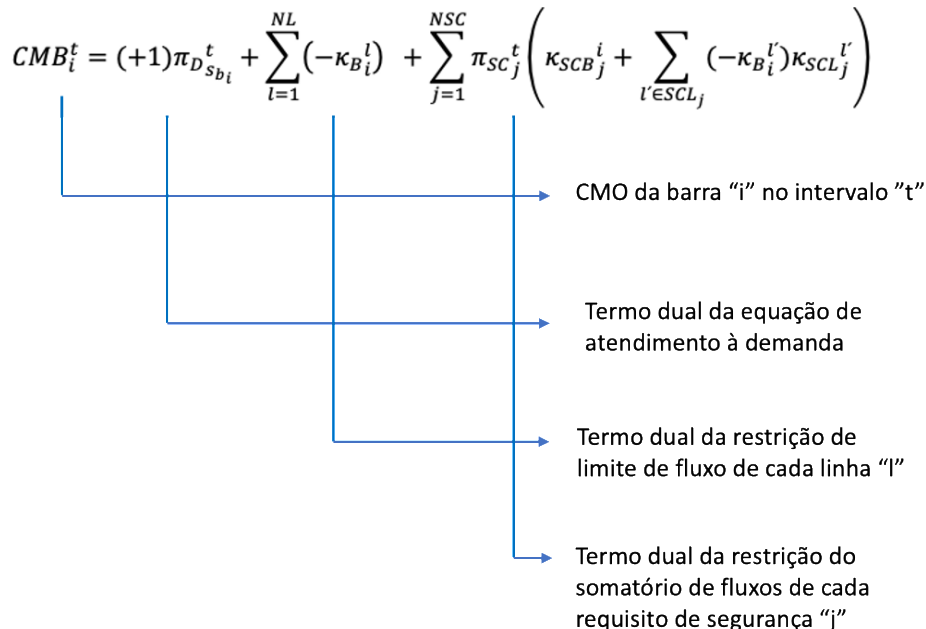


Figura 1 – Topologia considerada pelo DESSEM (CEPEL, 2019)

139. O problema do despacho é formulado mediante emprego de técnicas de otimização linear inteira-mista (programação linear e inteira). A não-linearidade do fluxo de potência ótimo é contornada via aplicação de técnicas iterativas lineares. Seus principais resultados são o despacho em granularidade semi horária, por unidade geradora, o que é acompanhado dos respectivos custos marginais de operação (CMO) em cada barra do sistema, a política de operação diária dos reservatórios, os fluxos nas linhas e as injeções nas barras da rede elétrica, além do *status* de todas as restrições de segurança.

140. Em comparação ao paradigma da semana desagregada em três patamares de carga, a formação do CMO com o DESSEM passou a ter novos componentes, ao internalizar diretamente as restrições de natureza elétrica na formulação do problema de otimização e, por conseguinte, na composição de seu valor final. Dessa forma, o CMO passa a indicar, simultaneamente, atributos energéticos e elétricos. Na Figura 2, abaixo, destacam-se a expressão básica de cálculo do CMO (na figura, indicado como *CMB – Custo Marginal do Barramento Elétrico*) e a natureza física de cada termo matemático incluído em sua formulação.

P. 26 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

$$CMB_i^t = (+1)\pi_{D_{sb_i}}^t + \sum_{l=1}^{NL} (-\kappa_{B_i^l}) + \sum_{j=1}^{NSC} \pi_{SC_j}^t \left(\kappa_{SCB_j^i} + \sum_{l' \in SCL_j} (-\kappa_{B_i^{l'}}) \kappa_{SCL_j^{l'}} \right)$$


- CMO da barra "i" no intervalo "t"
- Termo dual da equação de atendimento à demanda
- Termo dual da restrição de limite de fluxo de cada linha "l"
- Termo dual da restrição do somatório de fluxos de cada requisito de segurança "j"

Figura 2 – Natureza física dos termos matemáticos do CMO (Baseado em CEPEL, 2019)

141. Como a equação de constituição do CMO tem características lineares, numericamente o CMO passa a ser resultado de uma combinação linear entre o balanço de oferta para o atendimento à demanda, restrição de fluxos de potência em cada linha e restrições de fluxos em nós do sistema para atender a requisitos de segurança. Na Figura 3 mostra-se exemplo de composição do valor CMO para uma barra do subsistema Nordeste.

AVL_CMOBAR-CALC_044.DAT

IPEF	NUM	SIST	CMO	PI SUBMERCADO	SOM. PI LINHA	SOM. PI SOM.FLUX
44	5001	NE	511,47583	373,87818	0	137,59766
44	5002	NE	511,47583	373,87818	0	137,59766
44	5003	NE	511,47583	373,87818	0	137,59766
44	5004	NE	511,47583	373,87818	0	137,59766
44	5005	NE	511,47583	373,87818	0	137,59766
44	5006	NE	511,47583	373,87818	0	137,59766
44	5008	NE	511,47583	373,87818	0	137,59766
44	5009	NE	511,47583	373,87818	0	137,59766

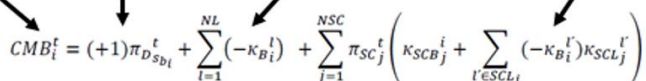
$$CMB_i^t = (+1)\pi_{D_{sb_i}}^t + \sum_{l=1}^{NL} (-\kappa_{B_i^l}) + \sum_{j=1}^{NSC} \pi_{SC_j}^t \left(\kappa_{SCB_j^i} + \sum_{l' \in SCL_j} (-\kappa_{B_i^{l'}}) \kappa_{SCL_j^{l'}} \right)$$


Figura 3 – Exemplo de composição do CMO

P. 27 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

142. Nesse exemplo, o CMO de R\$511,48/MWh é resultado da soma do multiplicador de Lagrange vinculado à restrição de atendimento à demanda (R\$373,88/MWh) e do multiplicador responsável pela consolidação do atendimento a requisitos de segurança (R\$137,60/MWh). Nessa ocasião, o termo dual associado a restrições de fluxos nas linhas do subsistema manteve-se nulo ao longo do intervalo considerado.

143. No atual paradigma de alocação de custos da operação, os que são de natureza energética seguem sistemática condizente com mecanismo de formação de preços em resolução temporal de semana/patamar de carga. Essa prerrogativa também é válida para o desenho de mercado vinculado à contratação do serviço, baseado fundamentalmente na comercialização do atributo energia. Pela ótica do gerador, o contrato visa recuperar os custos de produção da eletricidade, ao passo que o contratante (consumidor) espera, com o contrato, compor *hedge* para se proteger da volatilidade e da profundidade dos custos de aquisição de energia no mercado curto prazo.

144. Os requisitos de natureza elétrica, por sua vez, têm alcance inerentemente sistêmico (confiabilidade), viabilizando que as trocas comerciais da energia sejam exercidas entre geradores e consumidores, beneficiando a todos, simultaneamente. Com efeito, o regramento de alocação de custos direciona o pagamento das despesas com confiabilidade por meio da constituição de encargo, cujo pagamento é rateado proporcionalmente entre todos os consumidores do mesmo subsistema ou do SIN (a depender da extensão do requisito¹⁹).

145. Como visto, a formação do CMO embutida no DESSEM internaliza requisitos não somente energéticos, mas eletroenergéticos. Em termos de resolução espacial, é como se a constituição do despacho passasse a ter granularidade nodal, sem que os mecanismos de contratação e de alocação de custos tenham evoluído na mesma direção, ao ainda estarem fundamentalmente calcados em equilíbrio delimitado pelos contornos do submercado (granularidade zonal). Com efeito, para que o *status quo* alocativo seja preservado, fazem-se necessário ajustes em procedimentos operativos do ONS de modo a assegurar que os custos de despachos de natureza elétrica continuem a ser direcionados para o encargo de serviços do sistema. As REGRAS também deverão estar preparadas para receber essa nova tipologia de despacho e, a partir dela, acomodar essa titulação, conferindo-a o mesmo encaminhamento financeiro hoje observado para tanto. Ao se proceder assim, garante-se que a responsabilidade original do contratante seja preservada, qual seja, a do pagamento por custos associados à aquisição do atributo energia.

146. A forma de operacionalizar essa diretriz poderia ser tão somente a comparação entre o PLD (zonal) e o CMO de cada barra (nodal). Nesse ponto, vale destacar que, além da rede elétrica, outra diferenciação metodológica importante nos cálculos do CMO e do PLD deve-se a compatibilização da resolução temporal atribuída à solução da otimização (30 minutos, no ONS, uma hora, na CCEE). Cabe também frisar que, em ambos os casos, a problemática do UCT é igualmente considerada, incluindo a mesma estratégia empregada para a solução do problema de programação inteira mista formulado.

147. Com efeito, entende-se que a comparação direta entre o CMO e o PLD em cada barra, em



¹⁹ Essa análise de extensão do requisito compete ao ONS.

P. 28 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

intervalos de tempo coincidentes, seria uma abordagem simples e efetiva para o direcionamento da problemática apresentada, englobando a parte mais significativa da questão alocativa discutida e, possivelmente, envolvendo solução algébrica de mais fácil compreensão e implementação.

148. Finalmente, vale destacar que a discussão em tela não contempla eventos em que o CMO ultrapasse o teto regulatório do PLD, cuja dinâmica hoje é governada pelas Resoluções Normativas n. 858, de 1º de outubro de 2019 (Limites mínimo e máximo do PLD), e n. 658, de 14 de abril de 2015 (alocação de custos de despachos termelétricos com custos variáveis unitários (CVU) superiores ao limite regulatório do PLD). No jargão do setor, tais eventos são comumente classificados como “custos de descolamento” entre o CMO em relação ao PLD. Usinas contratadas por disponibilidade cujos CVUs superem o PLD_{max} devem ter os seus custos de operação ressarcidos pelo respectivo(s) contratante(s), ao emular uma sistemática de formação de preços discriminatórios.

149. Novamente, a presente análise atua exclusivamente na seara de recuperação de custos via preço uniforme (mercado), razão porque ora se busca equacionar eventos de descolamento entre CMO e PLD cuja diretriz alocativa não tenha natureza financeira, mas física, de confiabilidade elétrica. Ao se proceder assim, assegura-se que os custos de descolamento originalmente destinados a contornar questões eminentemente de alocação financeira no mercado permaneçam restritas aos casos endereçados pela REN n. 658/2015.

150. Em vista do exposto, a CCEE deverá encaminhar, nos primeiros 30 dias da 2ª fase da CP nº 42/2020, os cadernos de REGRAS que promovam essa adequação para que, nos 15 dias seguintes, possam ser escrutinados pela sociedade.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

151. As argumentações expressas nesta Nota Técnica estão fundamentadas nos seguintes instrumentos legais e regulatórios:

- a. Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- b. Decretos nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008;
- c. Portarias MME nº 382, de 12 de agosto de 2015, e nº 339, de 15 de agosto de 2018;
- d. Resoluções Normativas nº 109, de 26 de outubro de 2004, nº 452, de 11 de outubro de 2011, nº 658, de 14 de abril de 2015, nº 858, de 1º de outubro de 2019, e nº 869, de 28 de janeiro de 2020;
- e. Despacho nº 681, de 10 de março de 2020.

V - DA CONCLUSÃO

152. Conclui-se pela necessidade de abertura de nova fase da CP nº 42/2020 –REGRAS versão 2021, com vistas a colher subsídios à elaboração de ato regulamentar para aprovação dos módulos das REGRAS, versão 2021.



P. 29 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

153. Quanto à correta alocação de custos do despacho eletroenergético com o modelo DESSEM, a CCEE deverá encaminhar, nos primeiros 30 dias da 2ª fase da CP nº 42/2020, os cadernos de REGRAS que promovam essa adequação para que, nos dias restantes, possam ser escrutinados pela sociedade.

154. Conclui-se também pela necessidade de excluir a subcláusula 5.9 dos CCEAR de Biomassa com CVU nulo e a subcláusula 5.10 dos CCEAR de Biomassa com CVU provenientes dos LENs nº 4/2017, nº 01/2018, nº 3/2018, nº 03/2019 e nº 4/2019, e que os respectivos contratos sejam aditados, conforme disposto na minuta de Resolução Normativa anexa.

155. Por fim, com objetivo de consolidar a regulamentação atinente às REGRAS, entendemos que a Resolução Normativa nº 452, de 2011, pode ser revogada, pois seu conteúdo já está contemplado no módulo “Penalidade de Energia de Reserva” das REGRAS.

156. Os temas abordados nesta Nota Técnica têm justificativa para não elaboração de AIR, conforme parágrafo único do art. 6º do Anexo à Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017, dado que são voltados a disciplinar direitos ou obrigações definidos em instrumento legal superior ou em outras Resoluções Normativas e decisões da ANEEL que não permitem diferentes alternativas regulatórias. Ademais, o tema que se refere ao cálculo do consumo líquido de consumidores já foi tratado na AP nº 33/2019.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

157. Recomenda-se a instauração de nova fase da CP nº 42/2020, na modalidade intercâmbio documental, com o objetivo de colher subsídios e contribuições à elaboração de ato regulamentar, a ser expedido pela ANEEL, para aprimoramento das REGRAS, versão 2021, considerando-se as minutas das novas versões dos módulos e o “Descritivo de Alterações” anexos, todos enviados pela CCEE, e o disposto nesta Nota Técnica.

158. Quanto à correta alocação de custos do despacho eletroenergético com o modelo DESSEM, recomendamos que seja determinado que a CCEE deverá encaminhar, nos primeiros 30 dias da 2ª fase da CP nº 42/2020, os cadernos de REGRAS que promovam essa adequação para que, nos dias restantes, possam ser escrutinados pela sociedade.

159. Além disso, recomendamos determinar à CCEE que encaminhe estudo com as simulações a respeito do tratamento de exposições financeiras de CCEAR tratados no item III. 5 desta Nota Técnica, para que sejam encaminhadas ao MME.

(Assinado digitalmente)
ALESSANDRO RUIZ BASSO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
BENNY DA CRUZ MOURA
Superintendente Adjunto de Regulação
Econômica e Estudos do Mercado



P. 30 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

(Assinado digitalmente)
BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
CARLOS EDUARDO GUIMARÃES DE LIMA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
EDUARDO JOSÉ FAGUNDES BARRETO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente Adjunto de Regulação dos
Serviços de Geração

(Assinado digitalmente)
FERNANDO COLLI MUNHOZ
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
IGOR BARRA CAMINHA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
LUCAS MORAIS NASCIMENTO
Analista Administrativo – SRM

(Assinado digitalmente)
LUCIANA REGINALDO SOARES CHARIGLIONE
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
PEDRO ELIAS WEBER DE DEUS AMARAL
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
RAFAEL COSTA RIBEIRO
Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado digitalmente)
ANDRÉ PATRUS AYRES PIMENTA
Gerente Executivo de Leilões

(Assinado digitalmente)
CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação dos Serviços de
Geração

(Assinado digitalmente)
OTÁVIO RODRIGUES VAZ
Superintendente de Regulação Econômica e
Estudos do Mercado

P. 31 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

ANEXO I

Minuta de Resolução Normativa

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE DE DE 2020

Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL e dá outras providências.

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. 3º, incisos XIV e XVII da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nos arts. 1º e 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no art. 1º, §1º, inciso II, e no art. 2º, §1º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do processo nº 48500.001414/2020-01, decide:

Art. 1º Aprovar as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL na forma dos módulos do Anexo I, com vigência a partir da contabilização do mês de referência de janeiro de 2021.

Parágrafo único. A CCEE deverá proceder a revisão dos Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica - PdC que devam ser alterados em decorrência das Regras de Comercialização de Energia Elétrica de que trata o caput e encaminhá-los para aprovação da ANEEL em até 90 dias corridos, contados da publicação desta Resolução Normativa, devendo incluir em sua manifestação:

I - descritivo conceitual detalhado para cada PdC;

II- evidência adequada da conexão entre o descritivo de que trata o inciso I do Parágrafo Único e as premissas modificadas em cada PdC; e

III – fundamentos legais e regulatórios devidos, especialmente para as mudanças adicionais sem conexão direta com as Regras de Comercialização de que trata o art. 1º.

DA CONSOLIDAÇÃO DAS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

Art. 2º Fica revogada a Resolução Normativa nº 452, de 11 de outubro de 2011.

Art. 3º O inciso II do art. 9º e o inciso III do art. 16 da Resolução Normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008, alterados pela Resolução Normativa nº 452, de 11 de outubro de 2011, permanecem com a seguinte redação:



P. 32 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

“Art. 9º

.....

II – o pagamento dos valores devidos aos Agentes Vendedores de Energia de Reserva, nos termos dos CERs celebrados e consideradas as cessões de energia de reserva realizadas; e”

.....

Art. 16.

.....

III – à receita auferida com a liquidação de energia de reserva no mercado de curto prazo e com as cessões de energia de reserva registradas; e”

Art. 4º As subcláusulas 6.A.2, 7.3 e 6.2 dos Contratos de Energia de Reserva – CERs resultantes do 1º, 3º e 4º Leilões de Energia de Reserva, respectivamente, fonte biomassa, suprimidas, por inaplicáveis, pela Resolução Normativa nº 452, de 11 de outubro de 2011, permanecem suprimidas.

DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 5º Excluir a Subcláusula 5.9 dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs na modalidade por disponibilidade, produto BIOMASSA – CVU NULO, e a Subcláusula 5.10 dos CCEARs na modalidade por disponibilidade, produto BIOMASSA – com CVU, celebrados em decorrência dos Leilões nº 4/2017-ANEEL (LEN – A-4), nº 1/2018-ANEEL (LEN – A-4), nº 3/2018-ANEEL (LEN – A-6), nº 3/2019-ANEEL (LEN – A-4) e nº 4/2019-ANEEL (LEN – A-6).

Parágrafo único. A CCEE deverá providenciar o aditamento dos CCEARs de que trata o **caput**.

Art. 6º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA



P. 33 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

ANEXO I DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº /2020 – Módulos das Regras de Comercialização versão 2021

Módulo	Vigência	Versão aprovada
Preço de Liquidação das Diferenças	jan/2021	2021.1.0
Contratos	jan/2021	2021.1.0
Tratamento de Exposições	jan/2021	2021.1.0
Comprometimento de Usinas	jan/2021	2021.1.0
Encargos	jan/2021	2021.1.0
Consolidação de Resultados	jan/2021	2021.1.0
Penalidades de Energia	jan/2021	2021.1.0
Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST	jan/2021	2021.1.0
Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR	jan/2021	2021.1.0
Receita de Venda de CCEAR	jan/2021	2021.1.0
Alocação de Geração Própria – AGP	jan/2021	2021.1.0



P. 34 da NOTA TÉCNICA Nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020.

ANEXO II a XIII

“Descritivo de Alterações” e minutas de Módulos propostos pela CCEE, versão 2021



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:

RAFAEL COSTA RIBEIRO, CARLOS EDUARDO GUIMARAES DE LIMA, LUCAS MORAIS NASCIMENTO, EDUARDO JOSE FAGUNDES BARRETO, LUCIANA REGINALDO SOARES CHARIGLIONE, IGOR BARRA CAMINHA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, BENNY DA CRUZ MOURA, FELIPE ALVES CALABRIA, BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO, ALESSANDRO RUIZ BASSO, OTAVIO RODRIGUES VAZ, PEDRO ELIAS WEBER DE DEUS AMARAL, ANDRE PATRUS AYRES PIMENTA, FERNANDO COLLI MUNHOZ

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 983E0E2200572CCF