

Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL

Em 17 de junho de 2019.

Processo: 48500.001347/2017-11

Assunto: Proposta de abertura de Audiência Pública para revisão do programa de Resposta da Demanda, de que trata a Resolução Normativa nº 792/2017.

I - DO OBJETIVO

1. A presente Nota Técnica apresenta sugestões de aprimoramentos no programa de Resposta da Demanda de que trata a Resolução Normativa nº 792/2017, de postergação de sua data final de vigência, e propõe o encaminhamento de Audiência Pública para tratar da alteração do normativo.

II - DOS FATOS

2. Em 28/11/2017, em sua 45ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria da ANEEL avaliou o resultado da Audiência Pública nº 43/2017 e decidiu pela emissão da Resolução Normativa nº 792 (REN 792/2017), a qual estabelece os critérios e as condições do programa de Resposta da Demanda no Brasil.

3. Após a publicação dessa norma, foram realizadas reuniões com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE para discussão quanto à Rotina Operacional, e ao Procedimento e à Regra de Comercialização. Esses documentos (provisórios, dado o caráter piloto do programa) foram emitidos pelo ONS e CCEE, respectivamente, com definições mais específicas quanto à operacionalização do programa.

4. Em 18/01/2018, a CCEE promoveu o Workshop Programa de Resposta da Demanda, com a presença da ANEEL e do ONS. Nessa oportunidade foram apresentadas as diretrizes e regras do programa para os agentes de mercado.

* 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 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

5. Em 09/08/2018, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - Abrace apresentou à SRG/ANEEL, em reunião realizada na ANEEL, sugestões de aprimoramentos no programa.

6. Por meio da Carta COR-DIR-037-21082018¹, de 21/08/2018, a Abrace formalizou as questões discutidas em reunião:

- 1) A Abrace entende que a exigência de conexão à rede de supervisão do ONS, como condição para participar do programa, deveria ser flexibilizada quando o participante for capaz de fornecer ao ONS as informações monitoradas nas unidades conectadas à rede de supervisão; e
- 2) A versão atual das Regras prevê que o consumidor participante do programa deve observar uma janela de tempo para retomar o consumo após o fim do período de redução. Todavia, a ABRACE explica que os eventos de acionamento de Resposta da Demanda são oportunidades para que a planta execute outros processos, como manutenções, que podem não ser compatíveis com a janela de tempo exigida pela rampa de retomada.

7. Por meio do Ofício nº 118/2018-SRG/ANEEL² e Ofício nº 119/2018-SRG/ANEEL³, ambos de 25/09/2018, a SRG solicitou da CCEE e do ONS, respectivamente, posicionamento quanto aos apontamentos da carta ABRACE COR-DIR-037-21082018.

8. Em resposta, a CCEE encaminhou a Carta CT-CCEE-1455/2018⁴, de 29/10/2018, afirmando ser favorável a retirada da rampa de retomada do consumo, o que implica dizer que seus efeitos não seriam considerados tanto para remuneração quanto exclusão do programa. A CCEE se manifestou favorável também para a abertura do programa para os demais consumidores do Sistema Interligado Nacional - SIN, que atendam aos requisitos de exigibilidade para sua participação. Por fim, sugere a dilatação do prazo do Programa, em 12 meses, passando de 30 de junho de 2019 para 30 de junho de 2020.

9. Já o ONS encaminhou resposta por meio da Carta ONS – 0343/DOP/2018⁵, de 27/11/2018, informando que o requisito de conexão à rede de supervisão pode ser flexibilizado pelo ONS, desde que as informações necessárias para acompanhamento do consumo possam ser monitoradas no ONS, pelo sistema de supervisão e controle.

10. Em 20/09/2018, foi realizada reunião com a Norsk Hydro. Nessa oportunidade, a empresa apresentou como determinadas características de sua produção industrial podem se inserir dentro do programa de Resposta da Demanda, e quais são os atuais desafios para participação no programa.

¹ SICNet 48513.026229/2018-00

² SICNet 48550.001065/2018-00

³ SICNet 48550.001066/2018-00

⁴ SICNet 48513.035130/2018-00

SICNet 48513.038847/2018-00



P. 3 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

11. Em 17/12/2018, foi realizada reunião no escritório central do ONS com representantes da SRG/ANEEL, da CCEE, do ONS e de associados da Abrace. Nessa reunião, questões pertinentes ao aperfeiçoamento do programa foram debatidas entre os participantes.

12. A Enel X, por meio da Carta Enel Brasil 002-RB-2019⁶, de 14/01/2019, apresentou contribuições para o atual programa de Resposta da Demanda, bem como recomendações para programas futuros que venham a ser desenvolvidos no Brasil. As contribuições da Enel X encontram-se elencadas abaixo:

- 1) Visando aumentar o número de consumidores aptos, a empresa sugere a participação de consumidores fora da área de supervisão do ONS. Para isso, sugerem que o controle do atendimento ao despacho por parte desses agentes, conectados à rede de Distribuição, seja realizado através da figura do agregador, o que garantirá ao ONS maior monitoramento quanto à resposta desses consumidores;
- 2) Ainda com o objetivo de estimular a participação no programa, sugere que não esteja restrito aos consumidores localizados nos submercados Norte e Nordeste, e se estenda aos demais submercados. Esta proposta está associada à intenção de que haja maior adesão, ampliando a efetividade de sua análise para futura aplicação;
- 3) Tendo em vista que o art. 8º da REN 792 estabelece que a redução da demanda será valorada, para cada participante, considerando o preço de sua oferta vencedora e o PLD - Preço de Liquidação das Diferenças vigente, o valor total da oferta (*bid*) é liquidado no agente consumidor propriamente dito, e não no agregador. Isto posto, a Enel X sugere que, no âmbito da CCEE, a liquidação seja realizada em nome do agregador, sendo que o mesmo seria responsável pelo repasse de recursos ao consumidor final mediante acordo bilateral;
- 4) A Enel X ressalta a importância do pagamento por capacidade em programas de Resposta da Demanda, bem como propõe que essa modalidade de pagamento seja considerada quando do estabelecimento do Programa definitivo. A empresa aponta que previsibilidade no recebimento de receita em programas estimula a participação de consumidores, pois viabiliza os investimentos em processos e equipamentos, além de dar maior segurança quanto à recuperação dos custos fixos incorridos, reduzindo os seus riscos econômicos; e
- 5) Dado que a atual problemática de inadimplência do mercado representa barreira à entrada de consumidores no programa, a Enel X sugere que o pagamento da parcela da oferta menor ou igual ao PLD não participe do rateio da inadimplência na CCEE. Alternativamente, sugere que toda a remuneração seja paga por meio do Encargo de Serviços do Sistema - ESS.

13. Tendo em vista a reunião realizada no dia 17/12/2018, a Abrace encaminhou a Carta COR-DIR-010-060222019⁷, de 06/02/2019, com os seguintes apontamentos:

- 1) Assim como manifestado na carta COR-DIR-037-21082018, a ABRACE sugere que a atual

⁶ SICNet 48513.001957/2019-00

SICNet 48513.002562/2019-00



P. 4 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

exigência de conexão à rede de supervisão do ONS seja flexibilizada, ou até extinta, pois o critério de comunicação e aquisição de informações será atendido caso o participante forneça ao ONS as informações necessárias para a sua supervisão;

- 2) A ABRACE novamente reforça que a rampa de retomada deve ser suprimida, ou a penalidade associada ajustada, uma vez que os eventos de acionamento de resposta da demanda são oportunidades para que a planta execute outros processos, como manutenções, que podem não ser compatíveis com a janela de tempo exigida;
- 3) A associação aponta para a necessidade de revisão da metodologia de formação da *baseline*, tendo em vista que, em relatório conjunto, o ONS e a CCEE “observaram que o consumo de aproximadamente 30% dos participantes não se enquadra nas regras vigentes para a formação da linha base, pois a variação do seu consumo supera os 10% considerados como desvio aceitável da linha base”;
- 4) Sugere também a revisão da metodologia de remuneração dos agentes participantes. A ABRACE informa que a preparação operacional para que uma unidade industrial seja capaz de responder ao despacho do ONS envolve custos que não serão remunerados caso não haja o acionamento do consumidor, o que pode resultar em um elevado valor do produto ofertado, diminuindo a competitividade do programa. Assim, indica a adoção de parcela fixa de remuneração, além da componente variável; e
- 5) Por fim, considerando que um dos pilares do programa seria testar exaustivamente a regulamentação proposta, a Abrace propõe sua extensão por um período não inferior a 18 meses. Desta forma, se buscaria um número maior de adesões e despachos nessa modalidade, sendo também oportunidade para realizar ajustes considerando o cenário de preços horários.

14. Em 26/03/2019, foi realizada nova reunião com representantes da Norsk Hydro, cuja pauta foi voltada a aprimoramentos no programa, em especial quanto à metodologia de cálculo da *baseline* e a uma remuneração fixa dada uma determinada disponibilidade da planta.

15. Em 04/04/2019, foi realizada reunião com a Enel X, a qual reiterou as sugestões para que: (1) haja a abertura do programa para consumidores fora da rede de supervisão do ONS; (2) o montante de energia reduzido seja registrado no agente agregador para fins da liquidação na CCEE, sendo a relação entre o agregador e o consumidor disciplinada por meio de contrato bilateral; e (3) seja considerado tanto o pagamento por disponibilidade como por energia.

16. Por meio da Carta Enel Brasil 009-RB-2019⁸, de 10/05/2019, a ENEL X encaminhou novas contribuições:

- 1) Experiências internacionais sobre o tema, notadamente nos Estados Unidos e no Canadá, com informações relativas ao tipo de programa, à forma de remuneração, ao cálculo da *Baseline*, às penalidades aplicadas;
- 2) Criação da figura do Agregador nas regras da CCEE, o qual seria um agente específico para agregação de carga e a ele seria atribuída uma única linha base;
- 3) Inclusão da Resposta da Demanda como um serviço ancilar, considerando sua



P. 5 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

contribuição na Audiência Pública 71/2017 (que tratou do despacho térmico para controle de frequência complementar), em especial quanto a promoção de outras tecnologias, como a redução de carga pelos consumidores e a adoção de sistemas de baterias, bem como quanto a possibilidade da Resposta da Demanda prover outros produtos, como a reserva de potência operativa, a capacidade de atendimento à ponta, e o controle de frequência; e

- 4) O seu entendimento de que o Projeto de Lei nº 10.985/2018 (em especial quanto à inclusão do inciso IV do art. 2º da Lei nº 13.203/2015, o qual dispõe sobre o pagamento do custo do deslocamento hidroelétrico ao Mecanismo de Realocação de Energia - MRE em função da redução da carga ocasionada por ofertas de consumidores) não inviabiliza o programa de Resposta da Demanda.

17. Por fim, em atenção à reunião realizada em 26/03/2019, a Nosk Hydro encaminhou a Carta s/nº, de 14/05/2019. No seu entendimento, os três principais entraves (e suas soluções) para desenvolvimento de um esquema funcional de Resposta da Demanda são os seguintes:

- 1) A definição de uma baseline que permita mais consumidores participarem do programa seria construída a partir de um “prognóstico do consumo do dia seguinte (conhecido como nomeação, ou *nomination*, em inglês)”, onde um sistema de nomeação para o mercado de resposta da demanda seria seguido por mecanismos de incentivo adequados;
- 2) A remuneração deveria ter uma componente fixa, a qual seria obtida a partir de um “mercado de opções” (MW) considerando o preço marginal (e não *pay-as-bid*). Ademais, os agentes vendedores no mercado de opções seriam obrigados a competir em um outro mercado, denominado de “mercado de ativação” (MWh), caracterizado por leilões diários e segmentado em base horária; e
- 3) Como o operador precisa criar um portfólio de alternativas para operar o sistema de forma equilibrada, a resposta da demanda deve apresentar variedades de produtos, compatíveis também com as características operacionais de cada agente.

III - DA ANÁLISE

18. A REN 792, de 28/11/2017, definiu que o programa de Resposta da Demanda terá vigência até 30/06/2019. Desde sua publicação, manteve-se uma contínua agenda de discussões com alguns agentes, bem como com o ONS e a CCEE, para monitoramento e avaliação do programa.

19. Desde sua implementação, houve baixa adesão dos agentes elegíveis ao programa de Resposta da Demanda. Avalia-se que tal resultado decorre da situação atual de não pagamento do Mercado de Curto Prazo – MCP por diversos agentes de mercado, protegidos por decisões judiciais vinculadas ao GSF (sigla em inglês para *Generation Scaling Factor*), assunto que não é objeto desta Nota Técnica. Essa hipótese foi levantada pela CCEE e pelo ONS em seu “1º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda”, publicado em 14/12/2018. As instituições observam que os valores em aberto verificados na liquidação financeira do MCP decorrente do processo de judicialização do GSF são



P. 6 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

uma possível barreira para a participação.

III.1 - APRIMORAMENTOS DO PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA

20. Ainda que tenha se verificado baixa adesão, a experiência adquirida ao longo desse período de operacionalização do programa de Resposta da Demanda permitiu identificar pontos de aprimoramento. São eles:

- a) flexibilização do requisito de conexão à rede de supervisão do ONS, para ampliar os elegíveis a participar do programa;
- b) permitir a participação de consumidores em todos os submercados do SIN, para ampliar os elegíveis a participar;
- c) possibilidade de o agregador de cargas dos consumidores representá-los para fins de contabilização e liquidação na CCEE;
- d) oferecer duas opções de método de cálculo da linha base do consumidor;
- e) exclusão da rampa de retomada do consumo após a entrega do produto;
- f) inclusão de produto com pagamento fixo pela sua disponibilidade;
- g) junção das ofertas da Resposta da Demanda (REN 792/2017) e das ofertas térmicas com vistas à manutenção da reserva de potência operativa (REN 822/2018).

III.1.1. Flexibilização do requisito de conexão à rede de supervisão do ONS

21. A Abrace, por meio das Cartas COR-DIR-037-21082018 e COR-DIR-010-060222019, solicita a flexibilização dos requisitos de conexão à rede de supervisão do ONS como uma das condições para participar do programa. A associação argumenta que não haverá prejuízo à operação do sistema elétrico caso o consumidor seja capaz de fornecer ao ONS as informações usualmente monitoradas nas unidades consumidoras que estão conectadas à rede de supervisão.

22. Visando aumentar o número de consumidores aptos, a ENEL X, por meio da Carta Enel Brasil 002-RB-2019, também sugere a participação de consumidores conectados fora da rede de supervisão do ONS. Todavia, visando proporcionar maior garantia ao ONS quanto ao monitoramento da resposta dos consumidores, acrescenta que o controle do atendimento ao despacho poderia ser realizado pelo Agregador de cargas.

23. Para verificar a viabilidade da proposta, a SRG solicitou o posicionamento do Operador por meio do Ofício nº 118/2018-SRG/ANEEL. Em resposta, por meio da carta 0343/DOP/2018, o ONS informou concordar com a flexibilização dos requisitos de conexão à rede de supervisão, desde que as informações necessárias para acompanhamento do consumo possam ser monitoradas pelo ONS.

24. Dado o exposto, e no sentido de aumentar o número de consumidores elegíveis a participar do programa, sugere-se permitir que consumidor conectados fora da rede de supervisão do ONS possam participar do programa de Resposta da Demanda, desde que esses consumidor, ou mesmo os agregador que o representa, seja capaz de encaminhar ao ONS as informações necessárias para o monitoramento e supervisão do despacho relativo à Resposta da Demanda. Para tanto, o ONS deve



P. 7 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

propor alterações nos Procedimentos de Rede, incluindo as informações necessárias requeridas.

III.1.2. Permitir participação de consumidores de todo o SIN

25. O programa previsto na REN 792/2017 teve como objetivo permitir a participação de consumidores localizados no Nordeste, de modo que a Resposta da Demanda pudesse ser utilizada como um recurso adicional pelo ONS tendo em vista, em especial, variabilidade da geração eólica ao longo do dia e o regime hidrológico daquela região que, desde 2013, tem apresentado baixas afluências. Após contribuições recebidas na Audiência Pública nº 43/2017, o subsistema Norte foi incluído devido ao seu potencial de consumidores aptos a participar do programa de Resposta da Demanda e à possibilidade desse recurso contribuir para a operação do sistema elétrico na região Nordeste.

26. Com o propósito de possibilitar a expansão dos benefícios do programa de Resposta da Demanda para todas as regiões do Brasil, sugere-se a ampliação do programa para os demais submercados, a saber: Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

III.1.3. Possibilidade de o agregador de cargas representar seus consumidores na contabilização e liquidação da CCEE

27. Consta no art. 8º da Resolução nº 792/2017 que “a redução da demanda será valorada, para cada participante, considerando o preço de sua oferta vencedora e o PLD vigente em cada hora do produto”. Já nas Regras Provisórias de Comercialização, seção 1.2.2, consta que a “CCEE irá contabilizar a carga que é representada por um agregador e fará o pagamento ao agregador”. Ademais, conforme se depreende das linhas de comando 16 a 21 do Caderno de Regras Provisórias de Comercialização da Resposta da Demanda, parte da oferta de preço é alocada ao consumidor (parcela referente à valoração pelo PLD) e parte ao agregador (diferença entre o preço da oferta vencedora e o PLD).

28. A ENEL X, por meio da Carta Enel Brasil 002-RB-2019, solicita que a liquidação do produto de Resposta da Demanda seja realizada em nome do agregador, sendo o mesmo responsável pelo repasse de recursos ao consumidor final mediante acordo bilateral. Visando permitir que o mercado evolua naturalmente, sem restrições para o desenvolvimento de novos negócios, entende-se ser pertinente permitir tal arranjo.

29. Sendo assim, sugere-se que o consumidor possa optar por ser representado pelo agregador para fins de contabilização e liquidação da Resposta da Demanda no âmbito da CCEE, sendo que, nesse caso, o repasse de recursos do agregador para o consumidor deve ser tratado bilateralmente.

III.1.4. Estabelecimento de dois métodos de cálculo da linha base

30. A *Baseline* (linha base) é uma estimativa da energia que seria consumida caso a resposta a demanda não fosse ativada. É importante que, na formação de uma *Baseline*, três questões sejam observadas: acurácia, simplicidade e integridade. O cálculo da *Baseline* vigente é realizado com base nas últimas 10 medições correspondentes à mesma hora do mesmo dia da semana, excluindo feriados, no



P. 8 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

caso do primeiro cálculo. Para os demais cálculos, são utilizadas as 5 últimas medições de consumo considerado típico. A tipicidade de consumo da hora é definida pelo dado de medição que estiver contido dentro do intervalo da Linha Base antecedente. Logo, é calculada a Linha Base antecedente e a banda inferior e superior, sendo aplicado um fator a cada uma delas. A partir desses dados, se o consumo verificado estiver dentro desse intervalo, o consumo será classificado como típico.

31. A CCEE e o ONS, ao simular o cálculo da linha base para potenciais participantes, observaram que o consumo de 30% dos possíveis participantes não se enquadraria nas regras vigentes pois a variação do consumo supera o desvio aceitável de 10%. Além disso, as duas instituições observaram, conforme consta em seu “1º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda”, que os dados utilizados para a construção da linha base são provenientes de medições contabilizadas (medições ajustadas durante o mês). Em decorrência, a linha base é divulgada no 22º dia útil do mês seguinte ao contabilizado (MS+22du), o que não oferece previsibilidade ao consumidor quanto à referência para mensuração da redução da demanda.

32. Para dar tratamento à questão citada, propõe-se dois métodos de cálculos para a *Baseline*: (1) *média horário considerando dias precedentes, iguais ao dia da semana em que ocorreu o evento de Resposta da Demanda*; e (2) *média horária considerando dias úteis do mês anterior*. O consumidor poderá escolher entre um dos métodos de cálculo de acordo com as suas características operacionais.

33. A metodologia (1) é semelhante à atual forma de cálculo da linha base. Nesse método, a CCEE deve construir o perfil horário da linha base de um determinado dia da semana, considerando a média composta por dias precedentes ao despacho (número de dias a ser definido pela CCEE), sendo esses dias iguais ao dia da semana em que ocorreu o despacho. Na metodologia (2), a linha base não observará o dia da semana referente ao despacho, mas seu cálculo deve considerar a média de cada hora de dias úteis (quantidade a ser definida pela CCEE), que antecedem o mês.

34. Independente da metodologia de cálculo da linha base, visando dar previsibilidade aos participantes do programa em relação à referência que será utilizada para aferição da Resposta da Demanda, sugere-se que a CCEE divulgue a linha base até o 5º dia útil do mês seguinte ao contabilizado (MS+5du). Dessa forma, essa linha base deve ser considerada como referência para a prestação da Resposta da Demanda até a divulgação da nova linha base, que ocorrerá sempre no início do mês seguinte. Para tanto, o ajuste de dados de medição deve ser enviado pelo participante até o 3º dia útil do mês seguinte ao contabilizado (MS+3du).

35. Sugere-se também que a CCEE avalie possíveis ajustes nas bandas de limites inferiores e superiores, tendo em vista que atualmente parte dos potenciais participantes não possuem um consumo que se enquadra nas regras vigentes.

36. Quanto à linha base dos agregadores, essa deverá ser formada pela soma das linhas bases individuais de cada consumidor. Caberá ao agregador escolher, para cada produto, o melhor método de cálculo para linha base, sendo que esse método deverá ser seguido por todos os consumidores participantes do despacho que sejam representados por esse agregador. As linhas base



P. 9 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

individuais deverão ser calculadas pela CCEE para a construção da linha base final do agregador. É importante ressaltar que o agregador deverá informar quais consumidores fazem parte do seu portfólio e quais farão parte do despacho solicitado.

III.1.5. Exclusão da rampa de retomada do consumo após entrega do produto

37. No § 4º do art. 7º da Resolução Normativa nº 792/2017, estabeleceu-se que, para fazer jus à remuneração referente à Resposta da Demanda, o perfil de consumo do participante no dia do despacho não deve apresentar valores abaixo da margem inferior de tolerância da linha base, exceto nos períodos de rampa. Os períodos de rampa, denominados de “delta” nas Regras Provisórias de Comercialização, correspondem a três horas antes e três horas depois da entrega do produto.

38. Sendo assim, o consumidor possui três horas para reduzir a carga e três horas para voltar ao seu consumo típico. Serão considerados dias atípicos aqueles cuja carga está abaixo da banda inferior nos períodos fora do delta. Como não deve haver a Resposta da Demanda em dias atípicos, onde o consumo já seria baixo independente da Resposta à Demanda, não cabe ressarcimento quanto à participação dos agentes nesse dia. Em casos de desvios de carga acima da banda superior, conforme regras atuais, a diferença entre o consumo e a banda superior será descontada do montante referente à entrega do produto.

39. Nesse sentido, a Abrace, por meio da carta COR-DIR-037-21082018M, pediu a exclusão da rampa de retomada, argumentando que o acionamento de resposta a demanda é uma oportunidade para o consumidor executar outros processos na planta, como manutenções. A CCEE está de acordo com esse ponto e reforça que as reduções fora do horário do produto não serão consideradas para fins de remuneração e exclusão do programa. Dado o exposto, sugere-se acatar o pleito da Abrace de exclusão da rampa de saída.

III.1.6. Inclusão de produto com pagamento fixo pela sua disponibilidade

40. Atualmente, os participantes entregam semanalmente ao ONS, até às 12h da quinta-feira, suas ofertas de preço e de quantidade para a semana operativa seguinte, e diariamente, até às 12h do dia anterior ao despacho, confirmam sua disponibilidade para a redução do consumo. Os produtos ofertados consistem em lotes de energia com volume padrão de 1 MWmédio e mínimo de 5 MWmédios, que podem ser reduzidos em um período de duração de 1, 2, 3, 4 ou 7 horas. O aviso prévio pode ocorrer até às 18h do dia anterior ao do despacho (no caso de produtos D-1) ou até às 9h do dia do despacho (no caso de produtos D-0).

41. Após a verificação de entrega do produto, o montante de redução é aferido pela CCEE e o consumidor recebe a remuneração, considerando o preço de sua oferta vencedora e o PLD vigente em cada hora do produto. Caso o preço da oferta vencedora seja acima do PLD, a diferença entre a oferta vencedora e o PLD será paga via ESS, rateado pelos agentes que suportariam o custo do despacho das usinas termelétricas fora da ordem de mérito.



P. 10 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

42. Conforme observado em mercados internacionais¹⁰, a receita fixa incentiva a participação dos consumidores, os quais são chamados a responder com produtos que proporcionem uma maior flexibilidade para a operação do sistema. O pagamento fixo habilita o operador a despachar os consumidores quando houver necessidade do sistema, além de dar maior previsibilidade aos participantes quanto às receitas advindas do programa. Visando aferir os benefícios mencionados, se propõe a inclusão de um novo produto, denominado D-anual (Disponibilidade anual para prover a Resposta da Demanda).

43. Propõe-se que para se habilitar nesse produto, o consumidor ou agregador de cargas deve participar de leilão a ser realizado pelo ONS uma vez por ano, devendo ser assinado o Contrato de Prestação de Serviço Ancilar - CPSA, com vigência de um ano, e recebimento de uma remuneração fixa. Nesse leilão, os participantes ofertarão um preço, em R\$/MW, para contratação da disponibilidade relativa à sua capacidade em prover a Resposta da Demanda.

44. Dado que cada consumidor tem uma característica diferente, a depender do seu perfil de consumo e atividade (se comercial ou industrial, por exemplo), propõe-se que o pagamento (em R\$/MW) aos vencedores do certame seja realizado na modalidade *pay-as-bid*, ou seja, cada participante receberá de acordo com o seu lance, assim como ocorre hoje nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR e nos produtos D-1 e D-0 da Resposta da Demanda. Ademais, além da receita fixa, os participantes que forem bem-sucedidos no leilão do produto D-anual receberão também uma receita variável, valorada a PLD e decorrente da exposição positiva no MCP (quando o consumo verificado for inferior ao montante contratado, tal como já ocorre hoje).

45. O ONS definirá a quantidade a ser contratada anualmente considerando a sua necessidade para operação do sistema. Os participantes que não forem vencedores nesse leilão não estarão contratados para fornecer o produto D-anual, mas poderão participar do programa de Resposta da Demanda por meio dos produtos D-1 e D-0.

46. Como contrapartida pelo recebimento da receita fixa, o produto D-anual exigirá do participante:

- a) Números mínimo e máximo de acionamento do produto (despacho), por ano;
- b) Número máximo de acionamento do produto (despacho), por mês;
- c) Tempo entre o aviso do despacho e o início da entrega do produto;
- d) Duração do produto; e
- e) Penalidade por descumprimento dos despachos.

47. O participante que desejar ofertar o produto D-anual no leilão deverá informar o montante (em MW) que estará disponível para prover a Resposta da Demanda bem como o valor correspondente a essa oferta (em R\$/MW). Esse montante expressa a quantidade que ele está se

¹⁰ IESO Ontário (<http://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/Market-Operations/Markets-and-Related-Programs/Demand-Response-Pilot>);

PJM (<https://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response.aspx>);

Southern California Edison (<https://www.sce.com/business/demand-response>);

Alberta Electric System Operator (<https://www.aeso.ca/grid/demand-opportunity-service/>);

Enel X (<https://www.enelx.com/n-a/en/for-businesses/products/demand-response>);

Power (<https://cpowerenergymanagement.com/what-we-do/what-is-demand-response/>).



P. 11 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

comprometendo a fornecer, sempre que ocorrer o evento de acionamento e durante todo o período de entrega do produto. Por exemplo, caso a oferta seja de 40 MW, esse deve ser o valor da sua Resposta da Demanda durante a entrega do produto e toda vez que houver despacho do ONS.

48. Para precificar corretamente as suas ofertas, o participante deve observar as regras relativas à frequência do acionamento do produto: o despacho deverá ocorrer no mínimo X e no máximo Y vezes por ano; e no máximo Z vezes por mês. Em uma análise preliminar, foi observado em programas internacionais de Resposta da Demanda¹¹ que os números mínimo e máximo de acionamento do produto são usualmente iguais a 0 e 12 vezes por ano, respectivamente. No entanto, caso não ocorra acionamento durante o ano, o participante deverá se submeter a teste para confirmar sua capacidade.

49. Já em relação ao número máximo de acionamentos dentro do mês, é recorrente a adoção de um único evento. Nesses mercados, a duração do produto costuma ser de 4 horas. Por fim, não se observou um padrão em relação ao intervalo de tempo entre o aviso do despacho e o início da entrega do produto, pois foi encontrado valores que variavam de 24 a 2 horas, a depender de como foi desenhado o produto para atender a necessidade do operador.

50. Os valores citados acima devem servir como uma referência inicial, uma vez que esses parâmetros devem ser tanto estudados pelo ONS, que deve mensurar quais as características do produto D-anual melhor favorecerão a operação do sistema, como ponderados pelos próprios participantes, que fornecerão o produto em função das particularidades da sua atividade (industrial ou comercial) e do seu consumo.

51. Igualmente importante é o estabelecimento das penalidade associadas a esse tipo de produto. Diferente dos produtos D-1 e D-0, onde há apenas receitas variáveis e os pagamentos ocorrem somente após a entrega do produto, no produto D-anual há uma receita fixa para recuperar o custo marginal de curto prazo associado à redução de carga durante um evento de resposta da demanda. Isto posto, caso o participante não tenha bom desempenho na entrega do produto, e falhe também na reposição dessa entrega em outras oportunidades, sugere-se que o participante, no término do contrato, efetue o ressarcimento da receita fixa recebida ao longo do ano, na proporção de seu não cumprimento do CPSA, acrescido de correção monetária.

52. Apresenta-se a seguir um estudo para a definição do preço teto do leilão referente ao produto D-anual. Foram extraídos dados de geração termelétrica do Sistema de Apuração da Geração, Intercâmbio e Carga – SAGIC do ONS, no período de janeiro de 2014 até abril de 2019, considerando as seguintes titulações: GEN – Geração Energética, GUR – Geração da Usina por necessidade do ONS (Razão Elétrica) e GRP – Geração para Atendimento a Reserva de Potência. Todos os dados titulados como GEN, GUR e GRP são gerações fora da ordem de mérito de custo.

53. Os dados de geração, obtidos do SAGIC a partir do filtro GEN, GUR e GRP em MWmed, foram convertidos para MWh. Multiplicando-se a geração dessas usinas (agora em MWh) pelo seu CVU - Custo Variável Unitário (R\$/MWh), calcula-se o custo referente à operação (em R\$). Em outras palavras,

¹¹ Referências indicadas no parágrafo 42.

P. 12 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

a soma dos custos das usinas com essas titulações, desde janeiro de 2014 até abril de 2019, representa o custo total com os despachos fora da ordem de mérito no período compreendido por 64 meses. Como resultado, obteve-se um custo de cerca de R\$ 41 bilhões (R\$ 40.992.870.340,05), o que equivale a aproximadamente a R\$ 7,6 bilhões/ano. Nesse mesmo período, foram gerados 80.197.662,93 MWh.

54. O resultado da divisão de R\$ 40.992.870.340,05 por 80.197.662,93 MWh é igual a R\$ 511,15/MWh, valor esse que pode ser entendido como um “CVU de referência”, ou seja, CVU único e equivalente a esse tipo de operação (despachos de GEN, GUR e GRP). Já o PLD médio no período foi de R\$ 326,25/MWh. Conforme ilustrado na figura abaixo, a diferença entre o CVU de referência e o PLD médio no período (janeiro de 2014 e abril de 2019) é igual a R\$ 184,90/MWh. Para ajudar nas explicações, o valor de R\$ 184,90/MWh será chamado de Δ bid.

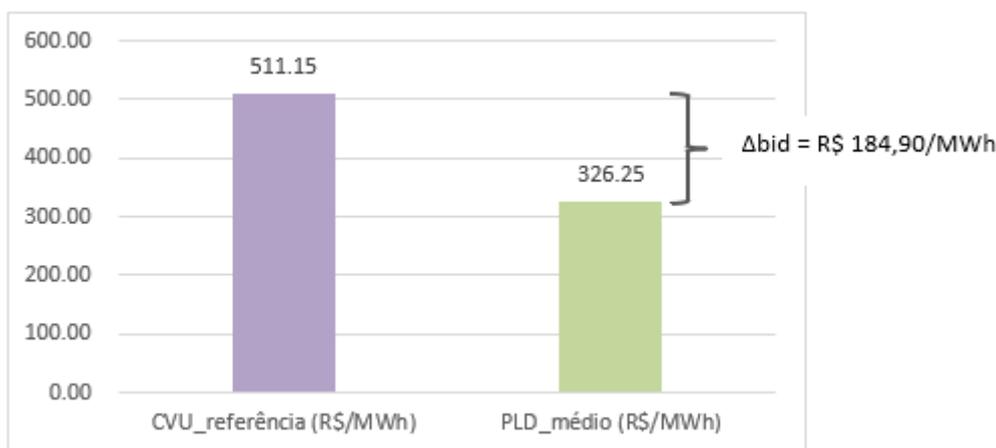


Figura 1. CVU de referência (despachos GEN, GUR e GRP) e PLD médio no período de 01/2014 a 04/2019.

55. Considerando os produtos da Resposta da Demanda D-1 e D-0 (já implementados pela regulamentação vigente), caso o valor da oferta dos participantes fosse igual ao CVU de referência (R\$ 511,15/MWh), o valor do Δ bid (R\$ 184,90/MWh) seria o equivalente à parcela da receita variável a ser aferida por meio do ESS, e o restante, equivalente ao PLD médio (R\$ 326,25/MWh), seria remunerado via PLD. O que se desenha para o produto D-anual é, em tese, a substituição da parcela variável Δ bid por uma parcela fixa, denominada de RF (Receita Fixa).

56. Como o produto D-anual está associado a uma contratação de capacidade, o que implica em um pagamento fixo (R\$) devido à disponibilidade das instalações (MW), deve-se converter o Δ bid de “R\$/MWh” para “R\$/MW”. Multiplicando-se o Δ bid (R\$ 184,90/MWh) pela geração no período (80.197.662,93 MWh) obtém-se o seu equivalente em R\$ (R\$ 14.828.551.273,83). Dividindo-se esse valor pela capacidade instalada de todas as térmicas que participaram dos despachos GEN, GUR e GRP desde 2014 (18.967,14 MW), tem-se o valor equivalente do Δ bid em R\$/MW, que seria a base para o preço teto do leilão. Em base anual, o valor do Δ bid em R\$/MW é igual a: R\$ 146.587,94/MW.

57. Registra-se que questões tais como o valor do preço teto, a relação do preço teto do leilão com a definição dos parâmetros do produto, a serem delimitados pelo ONS para atender as atuais



P. 13 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

necessidades da operação do sistema ainda necessitam análise mais aprofundada. Esperam-se contribuições e sugestões de aprimoramento para essas questões ao longo do período de Audiência Pública.

III.1.7. Junção das ofertas da Resposta da Demanda (REN 792/2017) com as ofertas térmicas (REN 822/2018)

58. No âmbito do programa a Resposta da Demanda foi definida como sendo “a redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais” (inciso I do art. 2º da REN 792/2017).

59. Trata-se, portanto, de um recurso ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito de custo, que pode ser utilizado pelo ONS para melhoria da operação do sistema. Nesse aspecto, o teto das ofertas dos atuais produtos D-1 e D-0 da Resposta da Demanda é o CVU da última térmica despachada fora da ordem de mérito de custo, sendo que parte da sua oferta é remunerada pelo ESS (relativa ao Δ bid) e parte pelo PLD (o restante).

60. Em 26/06/2018, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 822 (REN 822/2018). Essa resolução alterou a Resolução Normativa nº 697, de 16/12/15 (REN 697/2015), ao incluir o despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa dentro do rol de serviços ancilares prestados por usinas de geração integradas ao SIN. Esse serviço é caracterizado pelo despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do Controle Automático de Geração - CAG em qualquer subsistema (inciso IV-A do art. 2º).

61. Nesse processo, o ONS deverá determinar, na etapa do Programa Diário de Produção – PDP, o despacho das usinas das termelétricas que prestarão esse serviço ancilar com vistas a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico, respeitando as restrições operativas (incisos I e III do art. 8º-B da REN 697/2015). Ademais, o agente termelétrico deverá informar ao ONS, na semana operativa que antecede o despacho, a oferta de preço e as restrições operativas válidas para a semana seguinte (inciso IV do art. 8º-B da REN 697/2015), sendo esse serviço remunerado por meio do ESS (art. 12 da REN 697/2015).

62. Conforme pode ser observado, tanto o processo relativo à Resposta da Demanda (REN 792/2017) como o processo referente ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa (REN 822/2018) apresentam semelhanças: nos dois processos há ofertas de preço e quantidade por parte dos agentes, que resultam em despachos do ONS, cujas remunerações envolvem o pagamento por meio do ESS. Visando ampliar a competição na prestação de serviços ancilares que possam ser providos tanto pelas usinas térmicas como pela Resposta da Demanda, entende-se como conveniente e oportuno a junção desses dois processos em uma única plataforma.



P. 14 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

63. Nessa esteira, sugere-se que o ONS promova a fusão das ofertas provenientes do programa de Resposta da Demanda (REN 792/2017) com as ofertas provenientes do despacho térmico complementar para manutenção da reserva de potência operativa (REN 822/2018). Para tanto, deve-se estabelecer um modelo de oferta por produtos, com os seus parâmetros definidos. Questões como o tempo entre o aviso do despacho e o início da entrega do produto, a duração do produto, e a potência associada ao produto devem ter um nível de padronização que permita a comparação entre as ofertas das usinas termelétricas com as ofertas da Resposta da Demanda.

64. Ademais, tal como já ocorre hoje em ambos os processos (REN 822/2018 e REN 792/2017), visando a adequada precificação os agentes devem considerar os custos de suas restrições operativas, como rampa (preparação para entrega do produto) e tempo mínimo de operação (duração do produto), ambos fora do período associado ao produto, dentro da sua oferta de preço.

III.2 - PRORROGAÇÃO DO PRAZO DE VIGÊNCIA DO PROGRAMA

65. A CCEE, por meio da Carta CT-CCEE-1455/2018, e a Abrace, por meio da Carta COR-DIR-010-060222019, propuseram a prorrogação do programa, por no mínimo um ano, com o intuito de realizar ajustes para o aperfeiçoamento do programa e com a finalidade de aumentar o número de adesões e despachos nessa modalidade.

66. Uma vez que o programa de que trata a REN 792/2017 tem um caráter de teste e considerando que até a presente data houve baixa adesão dos consumidores, entende-se que a extensão da vigência do programa e o seu aperfeiçoamento (i) permitirão um aumento do número de participantes e ii) favorecerão o atingimento dos objetivos do programa, quais sejam: testar os incentivos e sinais econômicos adequados, considerando as alterações do comportamento do consumidor (reações da demanda) e os benefícios para a operação do sistema elétrico. Nesse sentido, sugere-se a prorrogação do prazo de vigência do programa por mais 18 meses.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

67. Esta Nota Técnica tem como fundamentação legal, em especial, os incisos §§ 4º e 10 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

V - DA CONCLUSÃO

68. Conforme o parágrafo único do art. 6º da Norma de Organização ANEEL nº 40, de 12 de março de 2013, aprovada por meio da Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017, o Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR é dispensável para ato normativo de baixo impacto e em casos de urgência. A Resolução Normativa nº 792/2017 implantou o programa de Resposta da Demanda que ainda se encontra em fase piloto, de modo a permitir estudos e análises pertinentes. Ademais, hoje há apenas dois consumidores com Contrato de Prestação de Serviços Ancilares temporário assinado, e até o momento apenas um deles prestou serviço de Resposta da Demanda. Por fim, além de atualmente se tratar de ato normativo de baixo impacto, diz respeito a questão urgente nois, caso o programa piloto não seja prorrogado, o mesmo terá fim em 30 de junho de 2019.



P. 15 da Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, de 17/06/2019.

69. Sendo assim, conclui-se pela oportunidade e conveniência de submissão da proposta de alteração do programa piloto de Resposta da Demanda a um processo de audiência pública, para contribuição por parte da sociedade e posterior avaliação da ANEEL.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

70. Em face do exposto, recomenda-se que seja realizada audiência pública, na modalidade de intercâmbio documental, com o objetivo de colher subsídios para o aprimoramento da proposta do programa piloto referente à Resposta da Demanda.

71. Considerando o prazo de vigência do programa piloto da Resposta da Demanda, 30 de junho de 2019, e para que não haja a sua descontinuidade, recomenda-se que a Diretoria delibere a respeito da prorrogação do programa concomitantemente com a decisão sobre a abertura da Audiência Pública para discussão dos seus aprimoramentos.

FELIPE ALVES CALABRIA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
RICARDO TAKEMITSU SIMABUKU
Superintendente Adjunto

LUISA SIMEI LOPES DOS SANTOS
Estagiária

De acordo:

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

