

NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL

Em 21 de outubro de 2020.

Processo: 48500.002730/2020-92.

Assunto: Resultado da Consulta Pública nº 37/2020, realizada para obter subsídios para o aprimoramento do cronograma de realização do MCSDEN e MVE, bem como sobre a proposta de desenvolvimento de novo mecanismo para o diferimento total e/ou parcial das Receitas Fixas oriundas de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs e das parcelas de Custo de Gestão dos Ativos de Geração – GAG e/ou de Retorno da Bonificação pela Outorga - RBO das usinas hidrelétricas com contratos de concessão resultantes dos Leilões nº 12/2015 e nº 1/2017.

I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de apresentar a análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública (CP) nº 37/2020, realizada para obter subsídios para o aprimoramento do cronograma de realização do MCSDEN e MVE, bem como sobre a proposta de desenvolvimento de novo mecanismo para o diferimento total e/ou parcial das Receitas Fixas oriundas de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs e das parcelas de Custo de Gestão dos Ativos de Geração – GAG e/ou de Retorno da Bonificação pela Outorga - RBO das usinas hidrelétricas com contratos de concessão resultantes dos Leilões nº 12/2015 e nº 1/2017.

II - DOS FATOS

2. Em 30 de janeiro de 2020 a Organização Mundial de Saúde (OMS) declarou Emergência em Saúde Pública de Importância Internacional em decorrência da COVID-19.
3. Em 11 de março de 2020, a OMS classificou a COVID-19 como pandemia.
4. Em 20 de março de 2020, por meio do Decreto Legislativo nº 6, foi reconhecida a ocorrência do estado de calamidade pública, com efeitos até 31 de dezembro de 2020, nos termos da solicitação do

* 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 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

Presidente da República encaminhada por meio da Mensagem nº 93, de 18 de março de 2020.

5. Em 24 de março de 2020, por meio da Resolução Normativa nº 878, foram estabelecidas medidas para preservação dos serviços de distribuição de energia elétrica em face do estado de emergência de saúde pública decorrente da pandemia de COVID-19.

6. Em 8 de abril de 2020, a Medida Provisória nº 950/2020 dispôs sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, e da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente da pandemia de COVID-19.

7. Em 16 de abril de 2020, foi emitida a Nota Técnica – NT nº 01/2020-GMSE/ANEEL, em que se avaliou inicialmente os efeitos da crise da pandemia de COVID-19 no setor elétrico brasileiro e apresentou eventuais medidas, de curto e médio prazo, para o enfrentamento da crise.

8. Em 18 de maio de 2020, o Decreto nº 10.350 dispôs sobre a criação da Conta destinada ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, regulamentou a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, e deu outras providências.

9. Em 05 de junho de 2020, a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado - SRM, por meio da Nota Técnica nº 64, de 2020, analisou ações regulatórias para gestão contratual de energia das distribuidoras visando a mitigação do impacto da redução da demanda de energia do mercado cativo causada pela pandemia de COVID-19, quais sejam: (i) Modulação de pagamentos relativos à compra de energia das distribuidoras e (ii) Flexibilização dos Mecanismos de Gestão de Portfólio das Distribuidoras.

10. Em 9 de junho de 2020, em sua 20ª Reunião Pública Ordinária a Diretoria da ANEEL decidiu por:

- (i) autorizar a CCEE a realizar processamento extraordinário do MCSDEN A-1 e do MVE Anual, ambos para vigência em 2021, em junho e agosto de 2020, respectivamente; e
- (ii) instaurar a CP nº 37/2020 no período entre 11 de junho de 2020 até 1º de julho de 2020.

11. O Despacho nº 1.661, de 9 de junho de 2020, autorizou a CCEE a realizar, em junho de 2020, processamento extraordinário do MCSDN de que trata o inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015, para vigência a partir de janeiro de 2021, e processamento extraordinário do MVE de que trata a alínea “a” do inciso I do art. 3º da Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de



P. 3 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

2018, para vigência em 2021.

12. A Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020, dispôs sobre a CONTA-COVID, as operações financeiras, a utilização do encargo tarifário da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para estes fins e os procedimentos correspondentes.

13. Em 2 de setembro de 2020, foi emitida a Medida Provisória (MP) nº 998, de 1º de setembro de 2020, alterando a Lei nº 10.848, de 2004, dentre outras.

III - DA ANÁLISE

14. A CP nº 37/2020 tratou de aprimoramentos do cronograma de realização do MCSDEN e MVE, bem como sobre a proposta de desenvolvimento de novo mecanismo para o diferimento total e/ou parcial das Receitas Fixas oriundas de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs e das parcelas de Custo de Gestão dos Ativos de Geração – GAG e/ou de Retorno da Bonificação pela Outorga - RBO das usinas hidrelétricas com contratos de concessão resultantes dos Leilões nº 12/2015 e nº 1/2017.

15. A síntese da análise das contribuições recebidas está apresentada nas Tabela 1, enquanto os Relatórios de Análise de Contribuições (RAC) constam nos Anexos I e II desta Nota Técnica. As contribuições que tratam dos principais assuntos são analisadas em detalhes a seguir.



P. 4 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

Tabela 1 – Síntese da análise de contribuições da CP nº 37/2020

#	Instituição	Aceita	Parcialmente aceita	Não aceita	Total de Contribuições
1	ABRAGEL	-	-	2	2
2	ABRAGET	-	-	1	1
3	ABSOLAR	-	1	2	3
4	APINE	-	1	1	2
5	BROOKFIELD	-	-	2	2
6	CCEE	1	1	-	2
7	CEB	-	-	2	2
8	COPEL	-	-	2	2
9	CPFL ENERGIA	-	-	2	2
10	ENEL BRASIL	-	1	1	2
11	ABIAPÉ	-	1	-	1
12	ABRACE	1	-	-	1
13	ABRAGE	-	1	-	1
14	Amazonas Energia	-	-	1	1
15	ENGIE	-	1	1	2
16	EQUATORIAL ENERGIA	-	-	2	2
17	LIGHT	-	-	2	2
18	EDP	-	1	1	2
19	NEOENERGIA	-	1	1	2
20	PETROBRAS	-	-	1	1
21	RAÍZEN	-	-	1	1
22	ÚNICA	-	-	2	2
23	REIS GOMES ADVOGADOS	-	-	1	1
24	ENERGISA	-	1	1	2
25	ESBR	-	1	1	2
26	GNA	-	1	1	2
27	ENEVA	-	-	1	1
28	FURNAS	-	1	-	1
29	ABRAGEL	-	-	2	2
30	ABRAGET	-	-	1	1
31	ABSOLAR	-	1	2	3
	TOTAL	5 (7,69%)	15 (23,08%)	45 (69,23%)	65 (100%)

III.1 – MODULAÇÃO DE PAGAMENTOS RELATIVOS À COMPRA DE ENERGIA DAS DISTRIBUIDORAS

16. Quanto à proposta de implementação de mecanismo centralizado para diferimento dos pagamentos relativos à compra de energia pelas distribuidoras foram recebidas diversas contribuições, sintetizadas a seguir:

- I. Qualquer que seja a solução adotada para diferimento, os agentes entendem que o mecanismo deve ser voluntário, tanto para os agentes de geração quanto de distribuição;



P. 5 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

- II. A maioria concorda com a implantação do Mecanismo Centralizado com Múltiplos Vendedores (MCMV), alternativa também indicada pela SRM como sendo a mais adequada;
- III. As distribuidoras, em geral, entendem que o custo do diferimento deve ser repassado às tarifas de energia, ainda que restrito ao limite regulatório de 105% da contratação e sobras involuntárias, ou limitada ao custo da operação da CONTA-COVID, qualquer que seja o modelo proposto;
- IV. Alguns agentes defendem que o custo não seja alocado às distribuidoras, mas que se busque outras formas de neutralizá-lo;
- V. Outros entendem que o mecanismo não será atrativo, pois o custo seria arcado pelas distribuidoras;
- VI. Agentes entendem que o custo do diferimento, mesmo que repassado às tarifas, não deve fazer parte do preço médio de contratação de energia;
- VII. Diversos agentes alertaram para o fato de que o diferimento não deve ser capturado pela CVA, para que não cause descasamento no fluxo de caixa das distribuidoras, com efeito negativo no futuro, no momento do pagamento;
- VIII. Alertam que os relatórios de receita de venda emitidos pela CCEE devem ser ajustados para contemplar os custos diferidos relativos a cada contrato;
- IX. Sugerem que os geradores cotistas licitados com fulcro no artigo 8º da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, possam diferir a parcela de GAG e de RBO de suas receitas contratuais ao participar do mecanismo de diferimento; e
- X. Um agente sugeriu que a contrapartida pelo diferimento do pagamento seja a extensão do prazo dos contratos de venda de energia para as distribuidoras.

17. A CCEE, por sua vez, entende que a instituição da CONTA-COVID já contempla o objetivo proposto de auxílio ao fluxo de caixa das distribuidoras em época de pandemia, bem como endereça pontos sensíveis como a correta alocação de custos em casos de migração de consumidores para o ambiente de contratação livre – ACL (não solucionado, por exemplo, na alternativa de diferimento que consta da seção III.1.1.3 da NT 64/2020-SRM/ANEEL).

18. Ademais, defende que o mecanismo de diferimento traria maior complexidade aos contratos regulados, além de requerer esforço de implementação de sistemas pela CCEE (e, conseqüentemente, custos aos seus associados), conforme dificuldades apontadas em sua contribuição, dentre as quais destacamos:

- I. A apuração dos CCEARs por quantidade de leilões de energia existente não é realizada pela CCEE, o que ensejaria que os cálculos de diferimento fossem realizados e controlados pelas partes bilateralmente;
- II. Situação análoga ocorreria em diferimentos de CCEARs de energia nova próximos ao término de suprimento, os quais eventualmente ensejariam cálculos de diferimento



P. 6 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

bilateralmente para tratar valores residuais; e

- III. Conflitos entre participantes dos mecanismos de diferimento e redução contratual (Resoluções Normativas 693/2015 e 711/2016) aumentariam a complexidade das Regras aos agentes (e seus custos).

19. Inicialmente cumpre destacar que o consumo do mercado regulado, que havia apresentado redução¹ de 11,5% e 11,4% nos meses de abril e maio de 2020, respectivamente, apresentou considerável recuperação após a abertura da CP 37/2020. Em junho de 2020, a redução do consumo foi na ordem de 3,5%, e passou-se a registrar crescimento a partir de setembro (+1,3%) e outubro (+7,8%). Esses números foram extraídos do tableau² de análise de consumo de energia no SIN da CCEE:

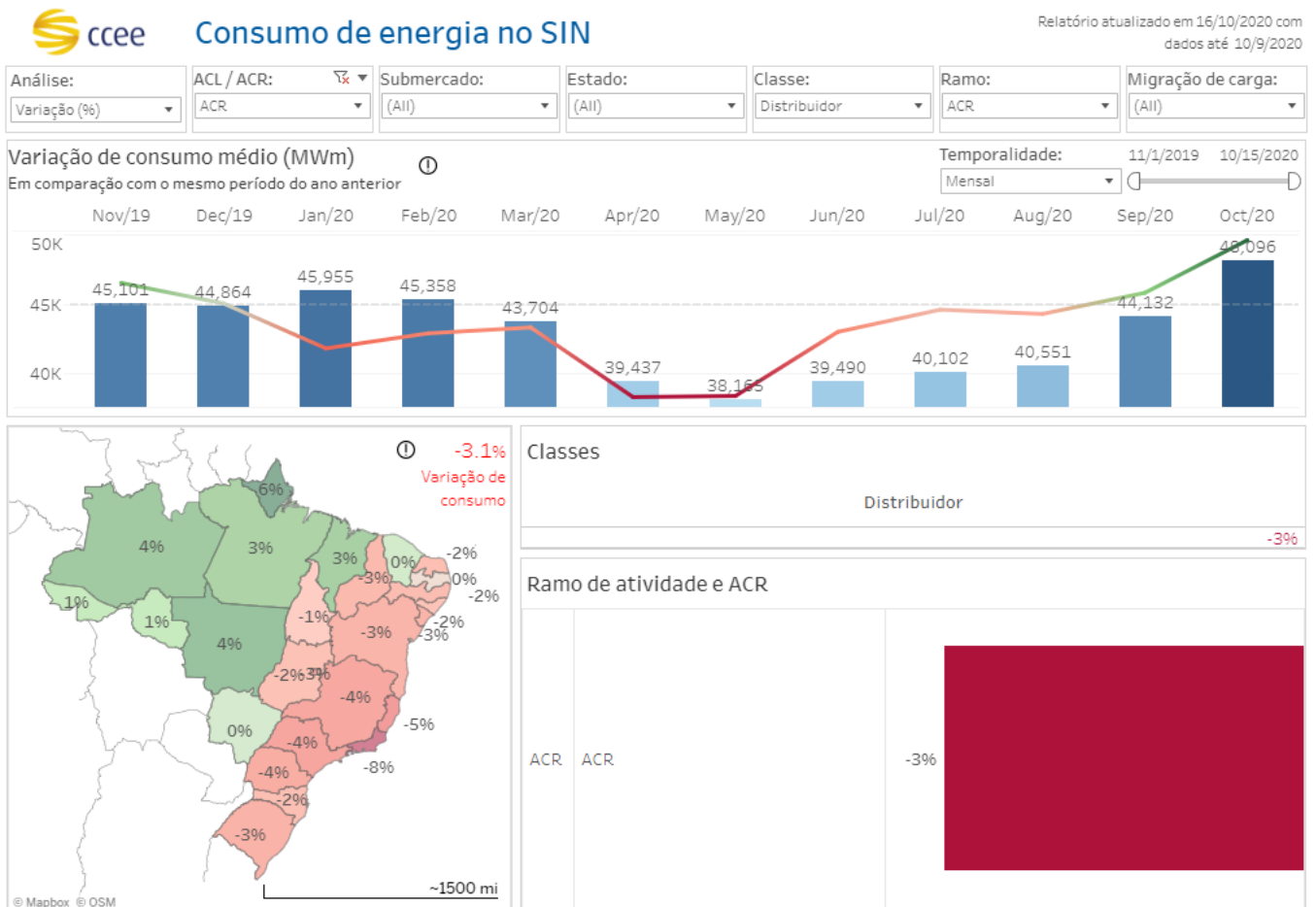


Figura 1: Consumo de energia no SIN (fonte: CCEE)

¹ Em relação aos mesmos meses do ano anterior (2019).

² Disponível em <https://public.tableau.com/profile/ccee.informa.es.ao.mercado#!/vizhome/ConsumodeenergianoSIN/AnlisedeconsumoSIN>

P. 7 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

20. No que se refere à perda de arrecadação (inadimplência), também se registrou recuperação acentuada após a abertura desta Consulta Pública, como se extrai do respectivo relatório disponibilizado³ pela ANEEL, apresentados a seguir:

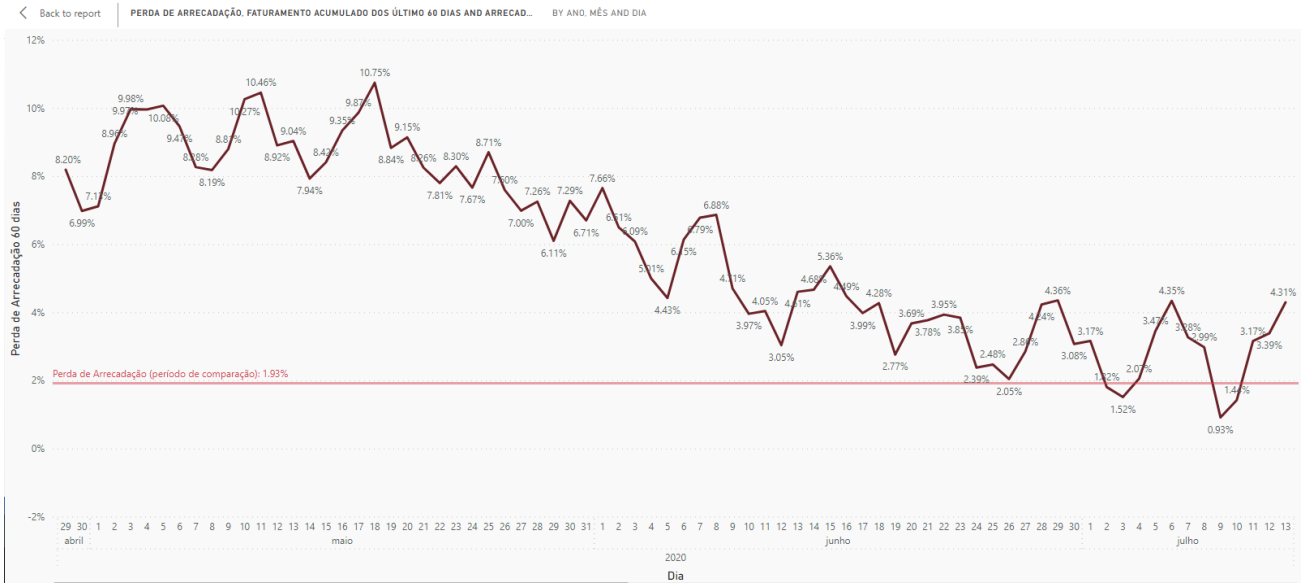


Figura 2: Perda de arrecadação no período anterior a julho de 2020

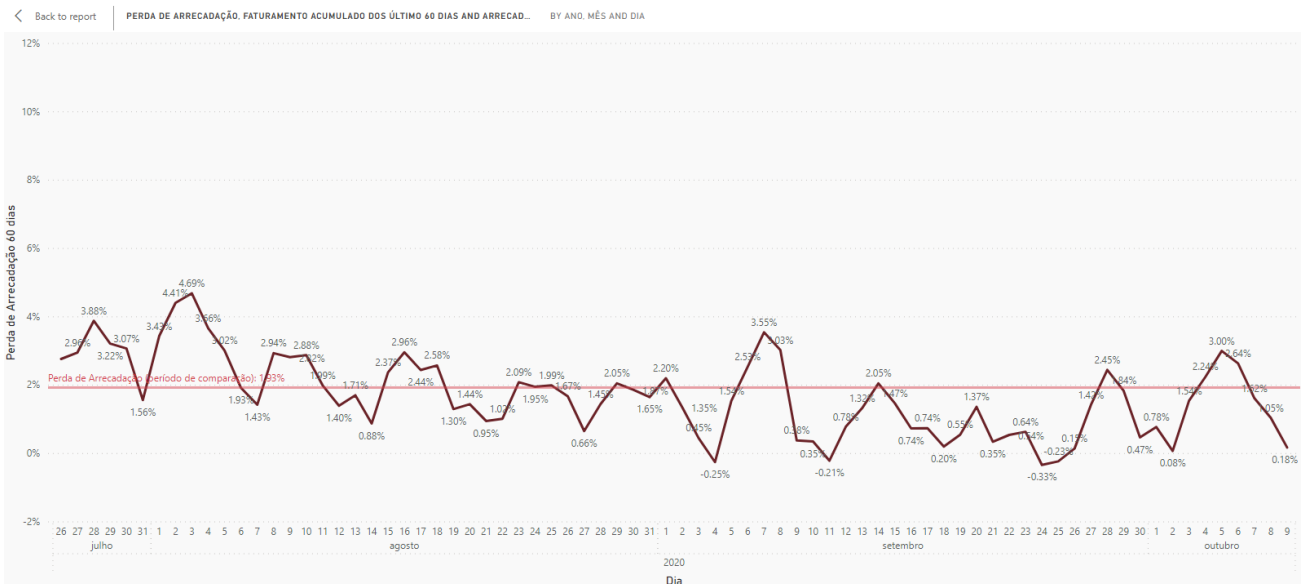


Figura 3: Perda de arrecadação no período posterior a julho de 2020

3

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjlmNjAxNzUtZWJkZS00MDBmLWl1MmUtNzJyYjBhOGVjNDJjliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZlMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>



P. 8 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

21. Nesse sentido, considerando o cenário de amortecimento dos efeitos da pandemia (redução de consumo e perda de arrecadação) sobre o segmento de distribuição, a SRM entende que o mecanismo de diferimento tende a apresentar baixa utilização, ao passo que representará elevado custo aos agentes como se extrai da contribuição da CCEE. Assim, a SRM julga pertinente que este mecanismo não seja regulamentado.

III.2 – MECANISMOS DE GESTÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

22. Quanto às propostas associadas aos mecanismos de gestão da contratação de energia das concessionárias de distribuição, foram recebidas diversas contribuições sintetizadas a seguir, divididas em 5 blocos com o intuito e facilitar a análise.

III.2.1 – CONTRIBUIÇÕES DO BLOCO 1

23. As contribuições recebidas e agrupadas no bloco 1 estão sumarizadas a seguir:

- I. Sugerem que deve ser permitida a redução contratual, total ou parcial, de empreendimentos em operação comercial por meio do MCSDEN e de acordos bilaterais de que trata a REN nº 711/2016, desde que assegurada a neutralidade ou redução tarifária para o consumidor cativo;
- II. Diversos agentes propõem que seja permitida a redução contratual de geradores em operação comercial por meio de novo mecanismo excepcional, ou por meio de acordo bilateral, de longo prazo, em que a distribuidora cede lastro ao agente gerador pelo mesmo preço contratado, mas com energia convencional ou convencional especial, de forma similar ao que ocorre no MVE, e com devolução do custo do risco hidrológico ao gerador;
- III. Sugerem que seja estabelecido novamente o componente financeiro que havia na versão original da REN 711/2016; e
- IV. Propõem a realização de mecanismo de descontração apenas de CCEAR de energia nova por quantidade.

24. Diversas contribuições, sintetizadas no Bloco 1, solicitaram que fosse permitida a descontração de geradores em operação comercial, sempre de forma voluntária, seja por meio do MCSDEN ou por meio de acordos bilaterais (REN 711/2016). Com o intuito de evitar os impactos na CDE e no custo do risco hidrológico, foram propostas formas diversas de registro na CCEE dessa operação para que o lastro descontratado não seja comercializado como energia incentivada (com direito a desconto em tarifas de transporte) e para que o custo do risco hidrológico seja devolvido ao gerador.

25. A argumentação a favor desse tipo de descontração é de que os consumidores cativos



P. 9 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

estão sobrecontratados e, conseqüentemente, liquidando essa sobra de energia no MCP a preços baixos. Assim, seria vantajoso aos consumidores cativos descontratar essa sobra de energia e deixar de arcar com o prejuízo da revenda a preços baixos.

26. Primeiramente, cumpre ressaltar que a sobrecontratação observada pelas distribuidoras de energia está associado ao lastro contratual, mas não à energia, em razão dos diversos contratos por disponibilidade no portfólio. A Figura 4 a seguir apresenta o resultado agrupado das distribuidoras na Contabilização o MCP da CCEE de janeiro de 2017 a junho de 2020. Percebe-se que o volume devido pelas distribuidoras é sempre maior do que o valor a receber (posição devedora), com exceção do mês de abril de 2020.

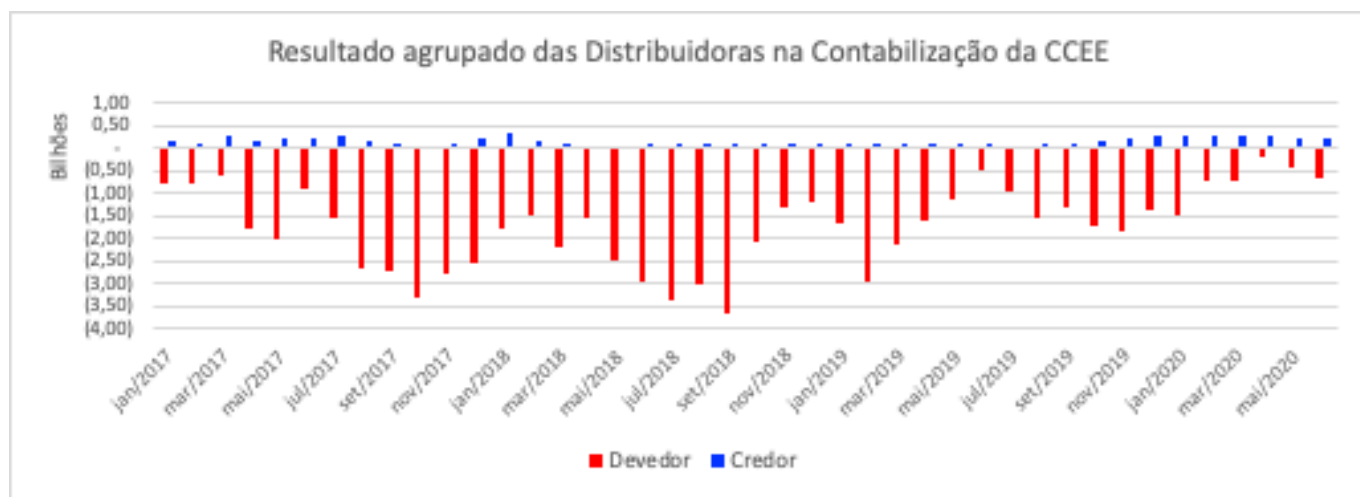


Figura 4: Resultado agrupado das Distribuidoras na Contabilização da CCEE

27. O que se pretende mostrar é que, apesar de possuir mais contratos do que a carga realizada, as distribuidoras não têm recebido energia suficiente para suprir sua demanda, sendo necessário recorrer ao MCP, comprando a energia a PLD. Considerando o PLD baixo (próximo ao seu valor mínimo), essa compra de energia no MCP é vantajosa. Neste cenário, a descontratação de qualquer energia que tenha o seu custo superior ao PLD também seria vantajosa para os consumidores cativos, que poderiam suprir qualquer déficit de energia no MCP a PLD baixo.

28. No entanto, a descontratação almejada por todos os geradores não está restrita aos meses de 2020 em que o PLD está próximo do seu valor mínimo. Na Nota Técnica nº 64/2020-SRM/ANEEL, que embasou a abertura da CP 37/2020, a SRM buscou deixar claro que os impactos da sobrecontratação para uma distribuidora irão depender do portfólio de contratos e do PLD. A partir daí, foram apresentadas as conclusões da Audiência Pública nº 70/2017, que tratou da regulamentação do MVE, de que CCEAR de geradores em operação comercial não devem ser descontratados, seja por meio de MCSDEN ou pela REN 711/2016, nos seguintes termos:



P. 10 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

“95. Verifica-se, portanto, que à época da regulamentação do MVE, foi realizada uma ampla avaliação a respeito da possibilidade de redução contratual de geradores por meio do MCSDEN e da REN 711. As principais conclusões foram: (i) no médio e longo prazo ocorre o aumento do PMIX, pois majoritariamente ocorrem reduções de contratos baratos, de usinas incentivadas ou de usinas repactuadas (com o risco hidrológico permanecendo alocado ao consumidor); e (ii) no curto prazo, com a descontração de usinas incentivadas e que podem repassar descontos tarifários no uso dos sistemas de distribuição e transmissão, ocorre a elevação do custo da CDE, responsável por cobrir tais descontos.”

29. Pelo teor das argumentações trazidas nas contribuições da CP 37/2020, observa-se que os agentes, de maneira geral, avaliaram que o aumento do PMIX da distribuidora não seria prejudicial, pois o custo total com aquisição de energia seria reduzido. Essa análise, no entanto, considera que o PLD permanecerá em patamares próximos ao seu valor mínimo no futuro, o que já não se observa⁴ no presente momento.

30. De modo que fique mais clara a motivação para não se permitir a descontração de geradores em operação comercial, vamos apresentar a seguir um exemplo hipotético de descontração e seus efeitos no custo do consumidor cativo.

31. A Tabela 2 apresenta o portfólio de CCEAR de uma distribuidora hipotética.

Tabela 2: Portfólio original do exemplo

CCEAR	Quantidade (MWh)	Custo Fixo Unitário (R\$/MWh)	Custo Fixo Total (R\$)
Usina A (por quantidade)	1.000,00	400,00	400.000,00
Usina B (por quantidade)	2.000,00	200,00	400.000,00
Usina C (por quantidade)	1.500,00	100,00	150.000,00
Usina D (por disponibilidade, com CVU de R\$ 300/MWh)	1.500,00	150,00	225.000,00
Total	6.000,00		1.175.000,00

32. O preço médio da energia *ex-ante* (chamado aqui de PMIX⁵) seria de R\$ 195,83, obtido a partir da razão entre o custo fixo total (R\$ 1.175.000,00) e o montante total contratado (6.000 MWh). Vamos supor que a carga total dessa distribuidora seja de 5.000 MWh, havendo, portanto, uma sobrecontratação de 20% (6.000/5.000), com um excesso de lastro de energia de 1.000 MWh.

⁴ https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_657443

⁵ Neste exemplo não está sendo considerado o PLD previsto para simplificar os cálculos.



P. 11 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

33. Supondo, por fim, que o PLD médio foi de R\$ 150/MWh, vamos avaliar a sobrecontratação dos consumidores dessa distribuidora.

34. A Tabela 3 apresenta os valores arrecadados pela distribuidora dos consumidores cativos ao faturar a carga de 5.000 MWh cobrando o PMIX de R\$ 195,83/MWh e a Tabela 4 apresenta o custo da distribuidora no MCP para adquirir o déficit de energia (500⁶ MWh) ao PLD de R\$150,00/MWh, tendo em vista que a Usina D não foi despachada (CVU>PLD). Observa-se que o valor arrecadado não será suficiente para remunerar as Usinas A, B, C e D e pagar o MCP, e ainda haverá déficit de R\$ 270.833,33⁷ a serem pagos no próximo ciclo tarifário. O total que será pago pelos consumidores cativos, portanto, será de R\$ 1.250.000,00⁸.

Tabela 3: Arrecadação original do exemplo

Fonte	Quantidade (MWh)	PMIX (R\$/MWh)	Total Arrecadado (R\$)
Consumidores Cativos	5.000,00	195,83	979.166,67

Tabela 4: Efeitos no MCP original do exemplo

Fonte	Quantidade (MWh)	PLD (R\$/MWh)	Custo MCP Total (R\$)
Mercado de Curto Prazo (MCP)	500,00	150,00	75.000,00

35. Analisemos agora o mesmo exemplo, mas considerando que houve descontração de CCEAR.

36. Inicialmente, ressalta-se que uma premissa dos mecanismos de descontração de CCEAR de Energia Nova é que a participação de geradores e distribuidores é facultativa. Além disso, pressupomos que o interesse dos agentes geradores seja de majorar seus ganhos com a venda da energia, ou seja, um agente somente terá interesse em descontratar a energia com a distribuidora se vislumbrar receitas maiores no ambiente de contratação livre (ACL).

37. Dito isso, considerando o PLD médio de R\$ 150/MWh, é improvável supor que a Usina A, cuja receita unitária pelo CCEAR é de R\$ 400,00/MWh, tenha interesse em descontratar. O mais provável é que a Usina C, cuja receita unitária é de R\$ 100/MWh, descontrate a energia. A Tabela 5 apresenta o novo portfólio desta distribuidora após a descontração de 500 MWh da Usina C.

⁶ A carga foi de 5.000 MWh e os contratos por quantidade somam 4.500 MWh, restando 500 MWh a serem adquiridos no MCP.

⁷ R\$ 1.175.000,00 + R\$ 75.000,00 – R\$ 979.166,67

⁸ R\$ 979.166,67 + R\$ 270.833,33



P. 12 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

Tabela 5: Portfólio do exemplo após a descontração

CCEAR	Quantidade (MWh)	Custo Fixo Unitário (R\$/MWh)	Custo Fixo Total (R\$)
Usina A (por quantidade)	1.000,00	400,00	400.000,00
Usina B (por quantidade)	2.000,00	200,00	400.000,00
Usina C (por quantidade)	1.000,00	100,00	100.000,00
Usina D (por disponibilidade, com CVU de R\$ 300/MWh)	1.500,00	150,00	225.000,00
Total	5.500,00		1.125.000,00

38. O novo montante total contratado pela distribuidora das Usinas A, B, C e D é de 5.500 MWh. A sobrecontratação, portanto, foi reduzida para 10% (5.500/5.000 MWh). O novo PMIX é de R\$ 204,55⁹/MWh. A Tabela 6 apresenta os valores arrecadados pela distribuidora com o faturamento dos consumidores e a Tabela 7 apresenta o custo no MCP com a aquisição do novo déficit de 1.000 MWh, tendo em vista a redução de 500 MWh no contrato por quantidade da Usina C.

Tabela 6: Arrecadação do exemplo após a descontração

Fonte	Quantidade (MWh)	PMIX (R\$/MWh)	Total Arrecadado (R\$)
Consumidores Cativos	5.000,00	204,55	1.022.727,27

Tabela 7: Efeitos no MCP do exemplo após a descontração

Fonte	Quantidade (MWh)	PLD (R\$/MWh)	Custo MCP Total (R\$)
Mercado de Curto Prazo (MCP)	1.000,00	150,00	150.000,00

39. Observa-se que o valor arrecadado não será suficiente para remunerar as Usinas A, B, C, e D e pagar o MCP e ainda haverá um déficit de R\$ 252.272,73¹⁰ a serem pagos no próximo ciclo tarifário. O total que será pago pelos consumidores cativos, portanto, será de R\$ 1.275.000,00¹¹. Com a descontração, portanto, o custo para o consumidor cativo aumentou em R\$ 25.000,00.

40. Esse aumento de custo ocorreu porque houve a descontração de 500 MWh que o consumidor comprava da Usina C por R\$ 100,00/MWh e agora precisa comprar no MCP por R\$ 150/MWh. Portanto, essa energia descontratada era vantajosa para o consumidor em relação ao pagamento do PLD no MCP. A descontração fez essa vantagem desaparecer, aumentando o custo total para o consumidor

⁹ R\$1.125.000,00 por 5.500 MWh

¹⁰ R\$ 1.125.000,00 +R\$ 150.000,00 – R\$ 1.022.727,27

¹¹ R\$ 1.022.727,27 + R\$ 252.272,73



P. 13 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

cativo. Destaca-se que, ainda que a distribuidora possuísse posição credora no MCP, a referida descontratação não seria vantajosa aos consumidores, na medida em que representaria a redução de seus ganhos no mercado *spot* (resultado de uma compra a R\$ 100/MWh e liquidação a R\$ 150/MWh).

41. Nesse exemplo, toda a sobrecontratação foi tratada como involuntária. Se considerarmos que parte dessa sobrecontratação pode ser tratada como voluntária, o prejuízo ao consumidor é ainda maior, neste caso.

42. Para exemplificar, vamos supor que, dos 20% de sobrecontratação, 15% seriam tratados como involuntária e 5% como voluntária.

43. O custo regulatório da sobrecontratação voluntária para a distribuidora antes da descontratação seria calculado considerando esse montante de 5%, correspondentes a 250 MWh, multiplicado pela diferença entre o custo médio da energia e o PLD. O custo médio da energia foi de R\$ 208,33/MWh, pois, além do custo fixo total de R\$ 1.175.000,00, foram gastos mais R\$ 75.000,00 no MCP, para um total de 6.000 MWh. E o PLD do período foi de R\$ 150,00/MWh.

44. O resultado seria um custo para a distribuidora de R\$ 14.583,33, a serem pagos ao consumidor. O custo total para o consumidor, que era de R\$ 1.250.000,00, seria reduzido assim para R\$ 1.235.416,67.

45. Após a descontratação de 500 MWh, a sobrecontratação, que era de 20%, é reduzida para 10%, sobrando apenas a parcela involuntária. Ou seja, no caso de descontratação não há nenhuma devolução para o consumidor. O custo final para o consumidor, após a descontratação, permanece R\$ 1.275.000,00, superior ao custo sem a descontratação.

46. Esse exemplo serve, portanto, para ilustrar os efeitos da descontratação de geradores em operação comercial para os consumidores cativos, na hipótese de o contrato reduzido ser mais barato do que o PLD. Cada CCEAR por quantidade ou disponibilidade tem peculiaridades quanto à sazonalização, modulação e ressarcimento, mas esses são fatores que não alteram a avaliação realizada de forma qualitativa. Os respectivos ressarcimentos, inclusive, protegem o consumidor e fortalecem a conclusão de que não deve ser facultada aos geradores a descontratação ou redução de CCEAR.

47. Verifica-se, portanto, que, do ponto de vista do consumidor, a sobrecontratação não é um problema a ser reduzido sem observância do custo final. Um dos objetivos do contrato de compra de energia é proteger o consumidor da variação de preços futura. O excesso de contratos com preço baixos, que exerçam essa função de proteção, não é algo negativo.

48. Os efeitos negativos da sobrecontratação são ocasionados pelos contratos de compra de energia em valores superiores ao PLD observado. Em cenários com PLD baixo, como o ocorrido em abril



P. 14 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

de 2020, praticamente todos os contratos geram prejuízo ao consumidor, pois seria mais barato adquirir toda a energia no MCP. No entanto, induzir a redução da sobrecontratação neste cenário, ofertando a possibilidade de descontratação por longos períodos, considerando que a descontratação é voluntária por parte dos geradores, pode levar a prejuízos econômicos ao consumidor no longo prazo, visto que a tendência é que sejam descontratados apenas contratos com preços baixos, os quais podem gerar ganhos ao consumidor ao serem liquidados no MCP a PLD mais altos no futuro.

49. Do ponto de vista das distribuidoras, a sobrecontratação, se voluntária, pode representar um risco a depender do PLD do período em análise. Caso o PLD do período seja inferior ao preço médio de aquisição da energia, a distribuidora deve pagar valor proporcional a essa diferença ao consumidor, conforme exposto no exemplo. Caso contrário, se o PLD do período for superior ao preço médio, o consumidor é quem remunera a distribuidora pela sobrecontratação voluntária.

50. Esse custo regulatório associado à sobrecontratação voluntária, cobrado ou pago à distribuidora, teria o condão de induzir a distribuidora a uma contratação eficiente para atendimento do mercado. Ressalta-se que não se trata de efetivamente atribuir parte da energia excedente à distribuidora, visto que no MCP, de fato, não houve venda de energia pela distribuidora, pois o excesso é contratual.

51. Após a consideração de todos os casos passíveis de involuntariedade previstos na legislação e regulamentos, a sobrecontratação que resta é considerada voluntária. A possibilidade de redução contratual por meio dos mecanismos de gestão existentes são uma oportunidade para que as distribuidoras promovam ajustes nos montantes contratados e não arquem com o custo regulatório da sobrecontratação voluntária. No entanto, permitir a descontratação de geradores em operação comercial para eliminar a sobrecontratação voluntária da distribuidora pode eximi-la do custo da sobrecontratação voluntária, mas em prejuízo dos consumidores cativos, como demonstrado no exemplo.

52. O interesse da distribuidora, portanto, caso esta tenha aversão ao risco do PLD em relação ao custo médio da energia, é zerar o montante de sobrecontratação voluntária, independente do tipo de contrato que seja reduzido para tanto. Isso não significa que a distribuidora seja indiferente ao preço médio de compra de energia, pois a sua majoração possui outras consequências. Quanto à sobrecontratação, no entanto, caso o montante de sobrecontratação voluntária seja zerado, o custo regulatório a ser pago pela distribuidora será zero, independente do PLD, pois toda a sobrecontratação restante é considerada involuntária.

53. Como vimos no exemplo exposto nesta Nota Técnica, se a distribuidora tiver sobras voluntárias em um cenário de PLD baixo ela precisa devolver dinheiro aos consumidores cativos. Mas, se ela descontratar essa sobra voluntária, ela não precisa devolver valor algum aos consumidores, pois o restante da sobrecontratação é todo involuntário, ainda que o preço médio de compra de energia seja majorado em razão desta descontratação.



P. 15 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

54. Em cenários de PLD baixo, é improvável que algum gerador tenha interesse em descontratar sua energia apenas por curtos períodos. A Nota Técnica nº 64/2020¹² já sinalizou, com as devidas ressalvas, que, financeiramente, seria positivo não ter nenhum contrato de energia durante os meses de PLD mínimo em 2020.

55. Portanto, para que fique claro, a SRM compreende que a sobrecontratação no ano de 2020, considerando apenas seus efeitos no ano de 2020, pode trazer prejuízos ao consumidor, e o ideal seria descontratar energia cujo preço seja superior ao PLD no ano de 2020. No entanto, para que essa descontratação faça sentido para os geradores, deveria ser permitida também a descontratação permanente ou então por um período mais longo, além de 2020, que incluísse também anos futuros. A hipótese motivadora desse gerador seria a de que o PLD no futuro será maior do que o atual. Assim, a perda que seria percebida pelos geradores esse ano seria compensada em anos futuros. Essa mesma hipótese, no entanto, sob a ótica do consumidor, sinaliza que não deve ocorrer a descontratação, pois o custo maior em 2020 (o preço contratual da energia está maior do que o PLD) será compensado pelo ganho futuro (quando o PLD for superior ao preço dessa energia que seria descontratada).

56. A respeito dos efeitos de uma eventual descontratação, a CPFL Energia elaborou, para sua contribuição na CP nº 37/2020, uma simulação desses efeitos para o consumidor cativo.

57. De forma resumida¹³, a empresa simulou dois cenários diferentes de descontratação. No primeiro cenário seria permitida a descontratação de no máximo 10% dos CCEAR das usinas hidrelétricas, cujos contratos apresentam os menores preços de energia. Já no segundo cenário não haveria essa limitação.

58. A simulação envolveu a descontratação de montantes que variaram de 0 a 4.000 MW médios, com incrementos de 500 MW médios, de agosto de 2020 até dezembro de 2022, e considerou a descontratação em ordem crescente de preço de venda da energia.

¹² “84. Em uma análise simplificada e extrema, apenas para efeito de reflexão, a melhor opção nestes momentos em que o PLD está em seu valor mínimo regulatório, de R\$ 39,68/MWh, seria não ter contrato algum e contabilizar toda a energia consumida no MCP. Essa situação, no entanto, além dos problemas relacionados à adequação de lastro das distribuidoras e à confiabilidade de suprimento do SIN, levaria a impactos negativos no futuro com o aumento do PLD.”

¹³ Os detalhes da simulação estão disponíveis no site da CP nº 37/2020, em https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=ppZOFIOM&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopub



P. 16 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

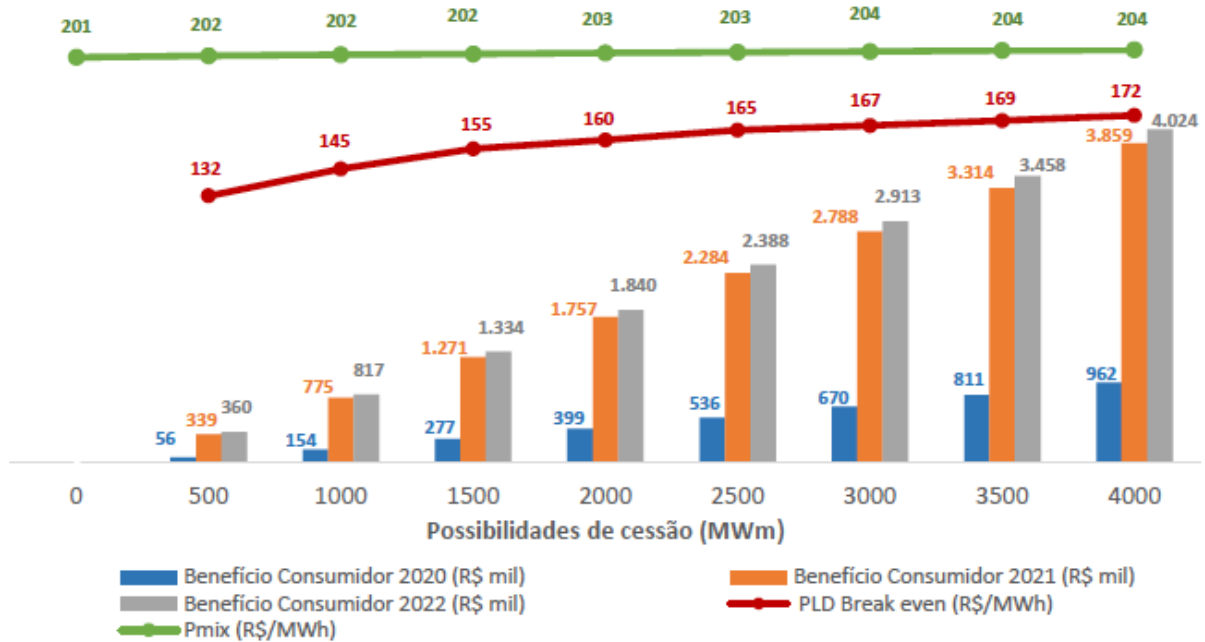


Figura 5: Simulação elaborada pela CPFL - Cenário 1. Fonte: Contribuição da CPFL Energia.

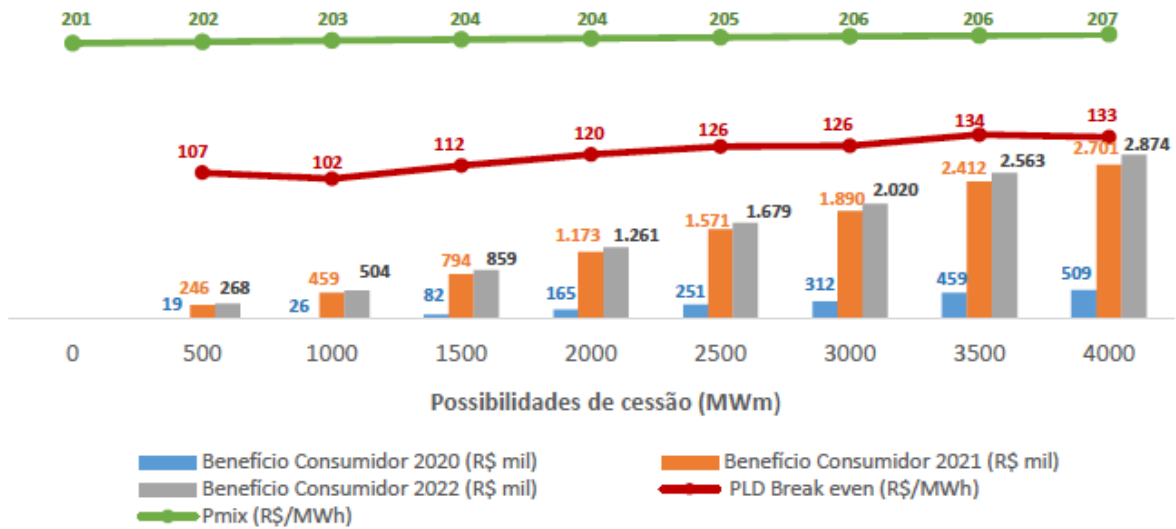


Figura 6: Simulação elaborada pela CPFL - Cenário 2. Fonte: Contribuição da CPFL Energia.

59. As Figuras 5 e 6 apresentam o resultado da simulação para os cenários 1 e 2, respectivamente. Para cada montante de descontratação (de 0 a 4.000 MW médios, com incrementos de 500 MW médios), a empresa calculou qual seria o PLD *Break-even*, que seria o valor de PLD médio (no período de 2021 e 2022) até o qual o consumidor seria beneficiado pela descontratação de agosto de 2020 a dezembro de 2022. Caso o PLD seja maior do que esse valor, o consumidor cativo teria prejuízo.



P. 17 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

60. Observa-se que, para todos os cenários, caso ocorram PLD médios superiores a R\$ 170,00/MWh, o resultado das descontrações já significaria prejuízo aos consumidores cativos. Por fim, a empresa conclui que a descontração seria vantajosa aos consumidores, pois a previsão do PLD para 2021 e 2022 seria de R\$ 48,00/MWh e R\$ 44,00/MWh, respectivamente, conforme a CPFL Energia. Importa destacar que o PLD do submercado SE/CO superou o valor de R\$ 300,00 para todos os patamares de carga para a semana de 16 a 23 de outubro de 2020.

61. A Energisa, por outro lado, encaminhou estudo realizado pela empresa RegE Barros Correia Advisers, de maio de 2020, estimando que, a partir de 2021, o PLD médio deve retornar para o patamar de R\$ 230,00/MWh.

62. A Tabela 8 a seguir apresenta a previsão de PLD médio para o ano de 2020 realizada pela CCEE a cada mês.

Tabela 8: PLD para 2020 projetado pela CCEE, em R\$/MWh. Fonte: InformaCCEE

Data do Relatório InformaCCEE	SE/CO	S	NE	N
31/1/2020	201,00	201,00	194,00	121,00
28/2/2020	122,00	123,00	122,00	112,00
31/3/2020	123,00	132,00	122,00	117,00
30/4/2020	102,00	109,00	100,00	96,00
29/5/2020	119,00	126,00	111,00	107,00
30/6/2020	90,00	97,00	82,00	78,00
31/7/2020	91,00	98,00	83,00	78,00
31/8/2020	105,00	112,00	94,00	93,00
30/9/2020	127,00	134,00	113,00	115,00

63. Observa-se que, em janeiro de 2020, a previsão era de que o PLD médio de 2020 fosse de R\$ 201,00/MWh no submercado SE/CO. Em junho, a previsão havia reduzido para R\$90,00/MWh. E em setembro o valor médio esperado para o PLD subiu para R\$ 127,00.

64. A Tabela 9 apresenta os PLD mensais ocorridos em 2020.



P. 18 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

Tabela 9: PLD médio por submercado em 2020, em R\$/MWh. Fonte: CCEE¹⁴

Mês/Submercado	SE/CO	S	NE	N
jan/2020	327,38	327,38	327,22	327,22
fev/2020	154,44	175,16	149,8	125,84
mar/2020	81,86	150,18	66,92	43,1
abr/2020	39,68	39,68	39,68	39,68
mai/2020	71,95	71,95	39,68	39,68
jun/2020	114,79	114,79	68,83	69,41
jul/2020	89,04	89,04	85,56	88,82
ago/2020	85,15	85,15	68,28	85,15
set/2020	100,84	100,84	77,37	100,84

65. A estimativa do PLD futuro, portanto, é tarefa complexa e sujeita a muita incerteza.
66. Entendemos que, em vista da mitigação dos efeitos da pandemia da COVID-19, não seja adequado descontratar energia de geradores com preço baixo e em operação comercial em 2020 tendo como consequência a redução dos ganhos no futuro, como já explicado nesta Nota Técnica. Além desse efeito relacionado ao PLD, os resultados observados no âmbito da AP nº 70/2017, conforme já apresentado na NT 64/2020, apresentaram outros efeitos indesejados que advêm da possibilidade de descontratação de geradores em operação comercial por meio do MSCDEN e REN 711.
67. No presente momento, tendo em vista a previsão de PLD o ano de 2020, as distribuidoras têm interesse em reduzir ao máximo a sobrecontratação de modo a evitar o custo advindo da sobrecontratação voluntária, o qual será proporcional à diferença entre o PMIX, atualmente entre R\$200/MWh e R\$ 250/MWh, e o PLD, estimado em aproximadamente R\$ 120/MWh para todo o ano de 2020.
68. Considerando que o montante de sobrecontratação voluntária somente é conhecido após o encerramento do ano civil, as distribuidoras visam reduzir ao máximo a sobrecontratação, independente do tipo de contrato que seja reduzido para tanto.
69. Esse incentivo que as distribuidoras têm para descontratar e evitar sobrecontratação voluntária está alinhado com a estratégia que diversos geradores, cujo preço contratual é inferior ao PLD previsto, têm em descontratar para aproveitar a oportunidade de venda no ACL a preços maiores no futuro. Esse movimento, no entanto, geralmente acontece em prejuízo do consumidor cativo.

¹⁴ https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=931827852524720&_adf.ctrl-state=jj85ww49v_63#!%40%40%3F_afLoop%3D931827852524720%26_adf.ctrl-state%3Djj85ww49v_67



P. 19 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

70. O MVE, conforme já exposto na Nota Técnica nº 64/2020, é o melhor instrumento para gestão contratual, em complemento aos demais mecanismos a disposição da distribuidora, sem, no entanto, expor o consumidor a risco adicional. O MVE busca alinhar os incentivos da distribuidora e dos consumidores cativos para a gestão contratual.

71. Os geradores, por sua vez, participaram voluntariamente de leilões regulados e comercializaram a energia em contratos de longo prazo. A descontratação da energia para aproveitar oportunidades melhores no ACL, seja em razão de PLD alto ou descontos tarifários que são precificados na energia, não deve acontecer em prejuízo dos consumidores cativos.

72. Entendemos que essas oportunidades, quando o preço no ACL estiver atrativo, podem ser aproveitadas pelos consumidores cativos e pelas distribuidoras por meio da venda dos excedentes pelas distribuidoras no MVE, sem prejuízo ao consumidor cativo.

73. A proposta de alguns agentes para que fosse registrada na CCEE uma cessão de energia da distribuidora para o gerador, em substituição à descontratação, poderia mitigar os efeitos da descontratação quanto ao aumento da CDE e do custo do risco hidrológico, mas quanto ao custo de oportunidade futuro da energia, ela tem o mesmo efeito da descontratação. Todas as contribuições nesse sentido foram, portanto, negadas.

III.2.2 – CONTRIBUIÇÕES DO BLOCO 2

74. As contribuições recebidas e agrupadas no bloco 2 estão sumarizadas a seguir:

- I. A maioria dos agentes corrobora as propostas da ANEEL de aumentar o número de produtos no MVE e a frequência de realização tanto do MVE quanto do MCSD;
- II. Diversos agentes sugerem novos cronogramas de realização de MCSDEN, MCSDEE e MVE, com diversos novos eventos e produtos;
- III. Sugerem a criação de produtos de longo prazo no MVE, de 3 a 5 anos de duração, pois são mais atrativos para o mercado livre;
- IV. Sugerem a criação de rodadas do MVE ex-post;
- V. Sugerem a criação do MCSDEN ex-post;
- VI. Propõe que o MCSDEN A-1 seja realizado até o 5º dia útil do mês de junho, com divulgação de resultados até o 15º dia do mês;
- VII. Propõe que os produtos no MCSDEN intra-anual sejam mensais, e propõe produtos de 2, 3 e 4 anos no MCSDEN;
- VIII. Sugerem quem no MCSDEN AN+, as distribuidoras possam descontratar entre 1 e “N” anos;
- IX. Sugerem que o processamento do MCSDEN A-1 deve ser realizado em rodadas sucessivas mensais, para que os geradores possam participar dos dois processamentos anuais;



P. 20 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

- X. Propõem aprimoramentos na ordem de priorização e no tratamento da usina marginal no MCSDEN A-1;
- XI. Sugerem a ampliação ou exclusão do limite de venda no MVE disposto no inciso III do art. 4º da REN nº 824/2018;
- XII. Diversos agentes reclamam do atraso na definição dos montantes involuntários desde 2016; e
- XIII. Sugerem que haja definição clara do máximo esforço para caracterização de sobras involuntárias.

75. Quanto às contribuições relacionadas neste bloco 2, primeiramente iremos tratar das recebidas a respeito do atraso na definição dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntários desde 2016, e que sugerem que deve haver uma definição clara do máximo esforço para caracterização do que seriam sobras involuntárias de forma previsível.

76. De acordo com o art. 38 do Decreto nº 5.163/2004, transcrito abaixo, o repasse tarifário irá considerar até 105% do montante contratado em relação à carga da distribuidora.

“Art. 38. No repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, de que tratam os arts. 36 e 37, às tarifas dos consumidores finais, a Aneel deverá considerar até cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.”

77. Portanto, montantes contratados além dos 105% não devem ser repassados às tarifas dos consumidores finais. Esse montante de contratação em excesso é chamado de sobrecontratação voluntária das distribuidoras.

78. As regras dispostas no PRORET estabelecem a forma de cálculo dos montantes financeiros associados a essa sobrecontratação voluntária, conforme já exposto na análise das contribuições do bloco 1, e os efeitos tarifários dessa sobra.

79. O Decreto nº 5.163/2004 elenca também eventos que podem levar as distribuidoras à sobrecontratação de forma involuntária, como a migração de consumidores para o ACL, a alocação de cotas de Itaipu, dentre outros. Para esses casos, esse Decreto prevê que a distribuidora deverá realizar o máximo esforço em adequar seu nível contratual. Desde que realizado o máximo esforço, tais eventos podem ser reconhecidos como sobrecontratação involuntária.

80. A Resolução Normativa nº 453, de 2011, é a norma que estabelece os critérios para cálculo dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntária das distribuidoras. Com base nesta regulamentação, os montantes de exposição e sobrecontratação involuntária dos agentes de distribuição referentes aos anos de 2016 e 2017 foram publicados por meio do Despacho nº 2.508, de 27 de agosto



P. 21 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

de 2020.

81. Percebe-se, portanto, que o montante de sobrecontratação voluntária representa o valor final de responsabilidade exclusiva da distribuidora, pois todos os eventos ensejadores de involuntariedade (considerado o máximo esforço) podem ser repassados à tarifa dos consumidores finais. O montante financeiro regulatório associado à sobrecontratação voluntária, disposto no PRORET, é, portanto, um risco alocado a distribuidora. A depender do custo médio de compra de energia e do PLD do período, esse montante pode representar prejuízo ou ganho para o acionista da distribuidora.

82. Os mecanismos de mitigação da sobrecontratação, tais como os MCSD de Energia Existente, MSCD de Energia Nova, acordos bilaterais de que trata a REN nº 711/2016, bem como o MVE, tratam de instrumentalizar as distribuidoras em sua tarefa de adequação dos níveis contratuais.

83. A participação das distribuidoras em alguns dos mecanismos é compulsória para avaliação do máximo esforço, como os MCSD Energia Nova (tanto o MCSDEN A-1 quanto os intra-anuais, chamados de MCSDEN A-0). Os MCSDEN A-1 promovem trocas contratuais válidas para o ano seguinte, e os MCSDEN A-0 promovem trocas contratuais válidas nos seguintes períodos: de abril a dezembro, de julho a dezembro e de outubro a dezembro, realizados em abril, julho e outubro de cada ano, respectivamente.

84. O objetivo desses mecanismos é ajustar o nível de contratação e, conseqüentemente, resultam na mitigação do risco associado à sobrecontratação voluntária, o que pode representar prejuízo ou ganho às distribuidoras. Observa-se que a operacionalização do MCSDEN A-1, a qual ocorre antes do início do ano de referência e é válida por todo o ano, está alinhada a esse objetivo. Por outro lado, os MCSDEN A-0, que ocorrem ao longo do ano, podem ser utilizados de forma arbitrária por influência do PLD, desvirtuando o seu real objetivo de gestão de montantes.

85. A Nota Técnica nº 97/2020-SRM/SGT/ANEEL, de 27/8/2020, que embasou a emissão do Despacho nº 2.508/2020, o qual publicou as exposições e sobrecontratações involuntárias referentes à 2016 e 2017, expôs essa possibilidade de arbitragem:

“66. Até 2015, a participação nos MCSD era critério adequado para o reconhecimento de exposição involuntária. No entanto, como mencionado, após o reconhecimento da migração de consumidores para o mercado livres e a elevação de cotas de CCGF, houve um cenário de sobrecontratação involuntária, que até 2015 não existia. Com a criação do MCSD Energia Nova, passou a ser necessária uma análise aprofundada do critério para adequá-lo ao princípio do máximo esforço, utilizado no reconhecimento de involuntariedade.

67. Com o reconhecimento da migração de consumidores para o mercado livre como involuntário, o consumidor cativo passou a arcar com o risco desta migração, que



P. 22 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

até aquele momento estava com a distribuidora. Por risco deve-se entender o ônus e o bônus. Por ônus entende-se o risco de uma sobra contratual em um cenário de Preço de Liquidação das Diferenças – PLD baixo e o bônus a sobra em cenário de PLD elevado. Importante ressaltar que isso não ocorre em cenários de subcontratação, visto que além da glosa tarifária, a distribuidora ainda fica sujeita à penalidade por insuficiência de lastro.

68. Anos com cenário de PLD baixo, ou seja, que apresentam PLD abaixo do preço do mix de contratos da distribuidora, se caracterizam por serem anos desfavoráveis a ter sobra contratual e a distribuidora deve ter uma boa gestão (máximo esforço) para que eventual prejuízo seja repassado ao consumidor. Dessa forma, o princípio do máximo esforço é adequado ao se exigir a participação nos MCSD para reconhecimento de involuntariedade.

69. Anos em que a sobra contratual é favorável, nos quais o PLD é maior do que o preço médio dos contratos, para que o princípio do máximo esforço seja adequado, é importante garantir que a sobra contratual oriunda de eventos involuntários seja considerada involuntária, independente da participação da distribuidora em todos os MCSD. Isso porque uma distribuidora, ao não declarar energia em um MCSD de Energia Nova, não pode descaracterizar uma energia involuntária por esta não declaração. Caso contrário, haveria um problema de assimetria na concepção do risco ao consumidor cativo, que arcaria apenas com prejuízos e nunca com eventuais ganhos financeiros decorrentes das sobras involuntárias.

70. Não é razoável que uma distribuidora que venha carregando sobra involuntária durante o ano, ao se aproximar do fim do ano, em cenários favoráveis de PLD, ao não declarar sobra em um MCSD, tenha reconhecida integralmente a sua energia de sobra como voluntária, ficando com o benefício financeiro. Portanto, a avaliação do máximo esforço não deve ser confundida como sinônimo de cumprimento do máximo esforço.

71. Importante ressaltar que está sendo preservado eventual benefício financeiro oriundo de sobras involuntárias para o consumidor cativo, bem como preservado eventual benefício financeiro oriundo de sobras voluntárias para as distribuidoras.”

86. A Tabela 10 apresenta as declarações de sobra contratual e déficit das distribuidoras nos MCSDEN A-1 e A-0 realizados até agora.



P. 23 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

Produto	Vigência (Início)	Vigência (Fim)	TOTAL DE SOBRAS (MWm)	TOTAL DE DÉFICITS (MWm)
A-0/2016	jul/16	dez/16	5.684,04	0
A-0/2016	ago/16	dez/16	6.342,77	0
A-0/2016	out/16	dez/16	8.291,00	0
A-1/2017	jan/17	dez/17	7.249,98	0
A-0/2017	abr/17	dez/17	3.988,70	110,69
A-0/2017	jul/17	dez/17	3.319,22	32,342
A-0/2017	out/17	dez/17	0	1079,362
A-1/2018	jan/18	dez/18	1.599,74	152,74
A-0/2018	abr/18	dez/18	285,982	71,2
A-0/2018	jul/18	dez/18	101,8	946,29
A-0/2018	out/18	dez/18	173,86	347
A-1/2019	jan/19	dez/19	3.705,26	140
A-0/2019	abr/19	dez/19	1.225,23	278,7
A-0/2019	jul/19	dez/19	1.784,55	99
A-0/2019	out/19	dez/19	2.716,05	168,831
A-1/2020	jan/20	dez/20	3.945,42	73,5
A-0/2020	abr/20	dez/20	8247,369	0
A-0/2020	jul/20	dez/20	10.926,69	0
A-0/2020	out/20	dez/20	13.733,33	406,617

Tabela 10: Participação das Distribuidoras nos MCSDEN A-1 e A-0

87. O ano de 2017 ilustra o comportamento registrado na Nota Técnica nº 97/2020-SRM/SGT/ANEEL. A Figura 7 apresenta o PLD médio mensal do submercado sudeste ao longo do ano de 2017. Em 2016, o PLD médio havia sido de R\$ 94/MWh neste submercado. Observa-se que para o MCSDEN A-1 relativo a 2017 foram declaradas sobras de mais de 7 GW médios. Já nos MCSDEN A-0 ocorridos em abril e julho de 2017, foram declarados mais de 3 GW médios de sobra contratual em cada um. E no MCSDEN A-0 de outubro de 2017, quando já havia expectativa de que o PLD daquele ano seria alto, houve declaração de déficit de mais de 1 GW médio. O PLD médio em 2017 foi de R\$ 323/MWh no submercado Sudeste.



P. 24 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

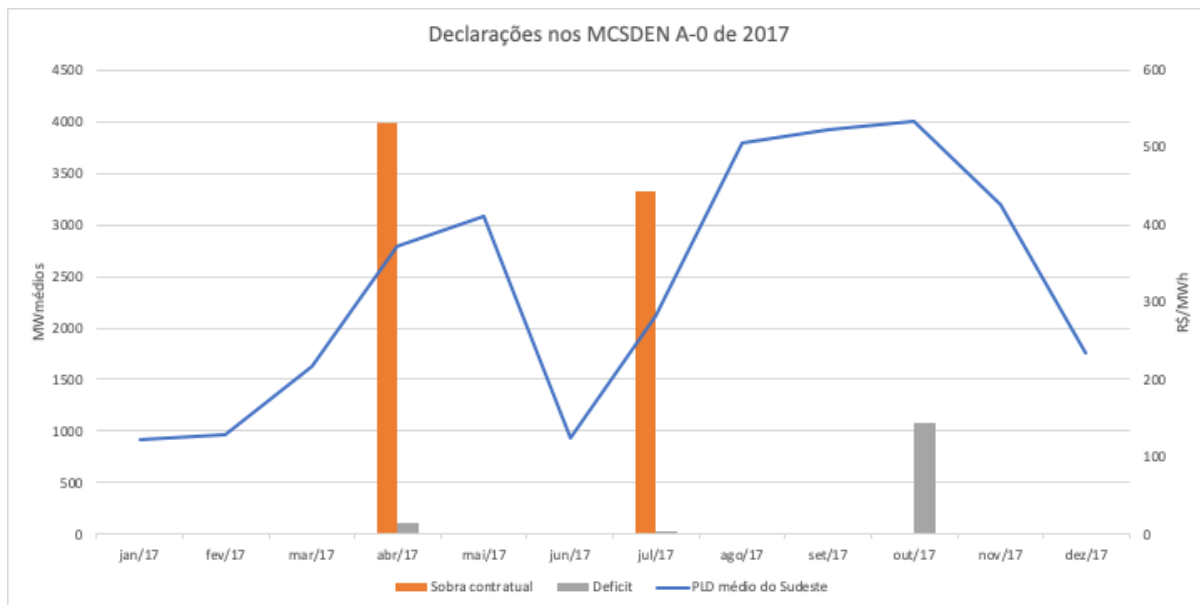


Figura 7: PLD médio de 2017 e declarações nos MCSDEN A-0

88. Comportamento parecido, mas em menor intensidade, pode ser observado também em 2018. A Figura 8 apresenta o PLD médio mensal do submercado sudeste ao longo do ano de 2018, cujo valor médio foi de R\$ 288/MWh.

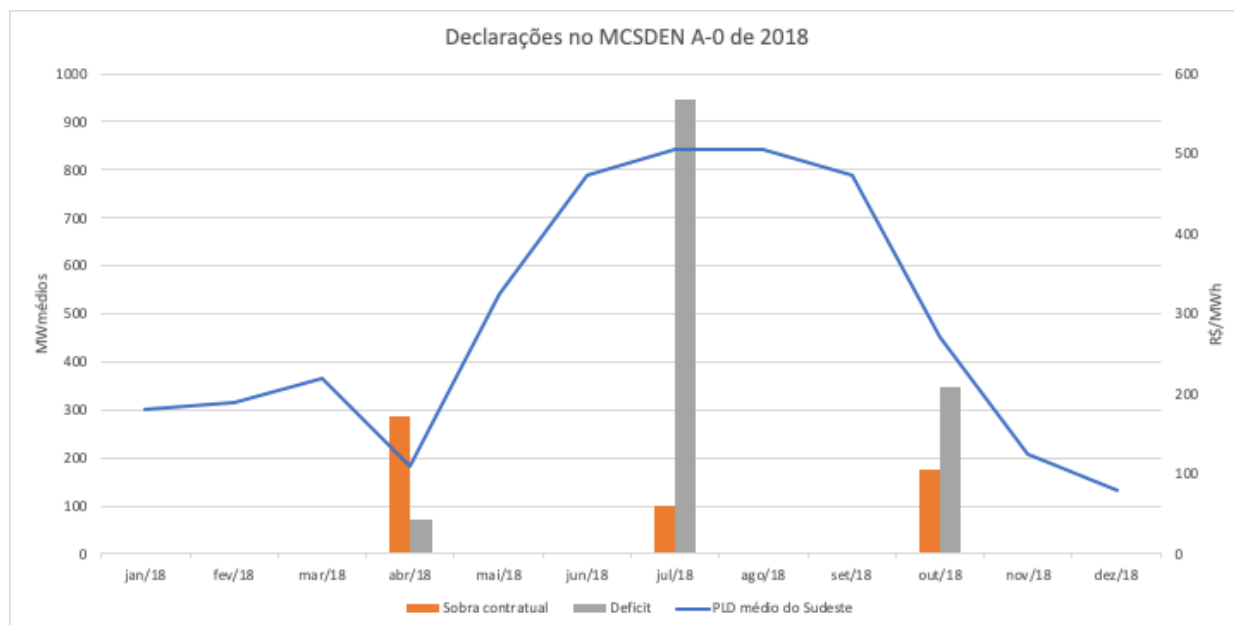


Figura 8: PLD médio de 2018 e declarações nos MCSDEN A-0

P. 25 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

89. Observa-se, que os MCSDEN A-0 são mecanismos que conferem grande flexibilidade, uma vez que tem o condão de reduzir a sobrecontratação voluntária e involuntária sem risco de preço para as distribuidoras. No entanto, essa flexibilidade pode implicar em transferência de prejuízo aos consumidores cativos, pois tais mecanismos são realizados em momentos em que a distribuidora já possui conhecimento da carga e do PLD realizados até aquele momento no ano. Ainda que as declarações de sobra ou déficit não sejam concretizadas, a opção pela participação no mecanismo pode ensejar ou não o reconhecimento de eventual involuntariedade na sobrecontratação, o que será realizado conforme o melhor resultado a ser auferido pela distribuidora. Não há, assim, equilíbrio entre a flexibilização facultada à distribuidora e o risco assumido pelo consumidor cativo nesses mecanismos.

90. Além disso, a participação das distribuidoras em MCSDEN A-0 pode alterar o perfil da contratação da distribuidora ao longo do ano. A alteração desse perfil, em razão de alterar os montantes relativos à sobrecontratação voluntária e involuntária das distribuidoras, irá impactar também na análise do repasse tarifário do MVE, tratado no âmbito da AP nº 25/2019. A realização dos MCSDEN A-0 ao longo do ano, portanto, pode facultar às distribuidoras a oportunidade de alterar seus montantes de sobra contratual de forma a maximizar tanto o resultado do MVE como da sobrecontratação voluntária, quando já conhecidos o PLD e a carga de alguns meses do respectivo ano, em prejuízo dos consumidores cativos.

91. Outra questão em relação ao MCSDEN A-0 é a majoração das declarações de sobra por parte de alguns agentes de distribuição, que, na expectativa de não serem contemplados com a redução de todos os montantes solicitados, apresentam declarações superiores ao que realmente desejariam descontratar, para reduzir o maior volume possível, haja vista que o rateio da descontratação se dá proporcionalmente ao volume declarado. Além de ser um comportamento não desejável, pode gerar situações de descontratação de elevado volume em um só período, o que levaria a distribuidora a ficar exposta ao PLD do período, e, se este for alto, gera prejuízo ao consumidor.

92. Este é o caso, entre outros, da distribuidora Elektro, que descontratou muita energia no MCSD A-0 de julho de 2017, tentou recontratar essa energia no MCSD A-0 de outubro e não conseguiu. Portanto, a distribuidora ficou exposta ao MCP no semestre de PLD mais elevado, o que acarretou maior custo de compra de energia ao consumidor. Além disso, a distribuidora ainda apresentou exposição contratual no ano 2017.

93. Esse problema também pode ocorrer quando a distribuidora, na tentativa de ficar dentro da faixa de 105% da contratação no ano, descontrata elevado volume de energia no segundo semestre ou no último trimestre do ano, que geralmente possui PLD mais elevado.

94. O caso mais emblemático, apesar de não ser o único, é o da distribuidora CEB, que no ano 2017 descontratou muita energia no segundo semestre pelo MCSD A-0. Apesar de a contratação anual ficar dentro da faixa de 105%, a distribuidora ficou com sobra em período de PLD baixo e exposta em período de PLD elevado, o que levou a concessão ao desequilíbrio e à necessidade de Revisão Tarifária



P. 26 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

Extraordinária no ano 2018.

95. Em vista da relevância das declarações em MCSDEN A-0 para a definição dos montantes de sobrecontratação, a avaliação da involuntariedade se torna complexa, conforme verifica-se na Nota Técnica nº 97/2020-SRM/SGT/ANEEL, prejudicando a própria previsibilidade dos montantes involuntários por parte das distribuidoras.

96. Pelas razões expostas, e em linha com as contribuições dos agentes que sugerem uma definição clara do máximo esforço para caracterização das sobras involuntárias, entendemos adequado eliminar os MCSDEN A-0 do rol de mecanismos para gestão contratual das distribuidoras. Dessa forma, a partir da realização do último MCSDEN A-1 de cada ano, com vigência para o ano seguinte, as distribuidoras já poderão prever com maior assertividade seus montantes de sobrecontratação involuntária, restando apenas a análise da participação nos MCSDEE ao longo do ano. Assim, perde-se um pouco em termos de gestão contratual, mas se ganha no quesito previsibilidade.

97. Com a exclusão do MCSDEN A-0, a REN nº 453/2011 será ajustada para considerar todos os outros MCSDEN na caracterização do máximo esforço, e não mais o MCSDEN A-0.

98. O aumento da previsibilidade dos montantes de sobrecontratação involuntários, conjugado com os resultados da AP nº 25/2019, terá o condão de fomentar a participação das distribuidoras no MVE.

99. Cumpre ressaltar que a gestão do nível de contratação, com o objeto de mitigar o risco associado a sobrecontratação voluntária, de responsabilidade apenas das distribuidoras, não deve ocorrer de forma que eventual prejuízo seja transferido aos consumidores cativos.

100. Procedendo da forma proposta, a gestão da contratação das distribuidoras ocorrerá de forma equilibrada em relação aos riscos assumidos pela concessionária e os consumidores cativos.

101. Resta avaliar o impacto da extinção dos MCSDEN A-0 em relação às distribuidoras com déficit contratual.

102. Como será visto a seguir, foram recebidas diversas contribuições no sentido de aumentar o número de produtos nos MCSDEN e MVE que irão possibilitar que distribuidoras deficitárias ajustem seu nível contratual para os anos seguintes em ao menos duas oportunidades ao longo de cada ano. A partir desse ajuste no médio e longo prazo, o MVE servirá para controle nos níveis contratuais no curto prazo.

103. Além disso, com a redução do limite de carga para migração de consumidores para o ACL, o risco de ocorrência de contratação abaixo de 100% nos próximos anos deve ser reduzido.



P. 27 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

104. Quanto às demais contribuições dos agentes a respeito dos processamentos do MCSDEN, MCSDEE e MVE, foram recebidas diversas sugestões para ampliar o rol de produtos disponíveis, principalmente com a inclusão de produtos de longo prazo.

105. Atualmente, está prevista a realização de diversos processamentos tanto do MCSDEE, quanto do MCSDEN e do MVE ao longo do ano, conforme apresentado na Tabela 11. Os leilões descritos nesta Tabela são apenas referenciais, sendo que os respectivos MCSDEN (A-4 e A-6) ocorrem antes da realização de tais leilões.

Mecanismo		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Leilões	A-1												X
	A-2												X
	A-4						X						
	A-6									X			
MCSDEN	A-0				X			X			X		
	A-1												X
	A-4				X								
	A-6							X					
	A5+							X					
MCSDEE	Mensal	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	
	4%										X		
	A-1										X		
MVE	Trimestral			X			X			X			X
	Semestral (1º)												X
	Semestral (2º)						X						
	Anual												X

Tabela 11: Atuais mecanismos de gestão contratual.

106. Com base nas contribuições recebidas na CP nº 37/2020, a maior parte das sugestões recebidas para ampliação do rol de produtos e eventos foi aproveitada, e o novo calendário de processamentos proposto é o apresentado na Tabela 12.



P. 28 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

Mecanismo		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
MCSDEN	A-1 (G)						X						X
	A-1			X						X			
	A-2			X						X			
	A-3			X						X			
	A-4			X						X			
	A-5			X						X			
	A5+ (G)			X						X			
MCSDEE	Mensal	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	
	A-1 & 4%										X		
MVE	Mensal (M-1, M-2 e M-3)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Trimestral			X			X			X			X
	Semestral (1º)						X	X	X	X	X	X	X
	Semestral (2º)	X	X	X	X	X	X						X
	Anual (A-1)						X						X
	Bienal (A-1 a A-2)					X							
	Trienal (A-1 a A-3)					X							
	Quadrienal (A-1 a A-4)					X							
Quinquenal (A-1 a A-5)					X								

Tabela 12: Novo calendário proposto com os mecanismos de gestão contratual.

107. Vamos apresentar a seguir as alterações propostas.

108. Em relação ao MCSDEN, observa-se a exclusão do produto A-0, conforme já discorrido nesta Nota Técnica, e a criação dos produtos A-1, A-2, A-3 apenas para trocas entre as distribuidoras, a serem processados duas vezes ao ano, em março e em setembro. Os produtos A-4 e A-5, que atualmente são realizados apenas eventualmente, também seriam processados duas vezes ao ano, juntamente com os produtos A-1, A-2 e A-3, e independente da realização de leilões para contratação de energia nova.

109. Após a realização desses cinco mecanismos (A-1, A-2, A-3, A-4 e A-5), tanto em março quanto em setembro, o resultado final das sobras declaradas remanescentes será utilizado para o processamento de um MCSDEN A5+, da mesma forma como ocorre atualmente, a partir da declaração de intenção de descontração permanente, parcial ou total, de geradores que não possuam nenhuma unidade geradora em operação comercial.

110. O MCSDEN A-1, que atualmente ocorre apenas em dezembro, após a realização do Leilão de Energia Existente A-1, também será realizado duas vezes ao ano, uma em junho e outra em dezembro, independente da realização do Leilão de Energia Existente A-1. Destaca-se que esses dois MCSDEN A-1, chamados na Tabela 12 de “MCSDEN A-1 (G)”, a serem realizados em junho e dezembro, permitem a



P. 29 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

descontratação temporária de geradores que não possuam nenhuma unidade geradora em operação comercial. Os MCSDEN A-1 que serão realizados em março e setembro, por sua vez, destina-se apenas a troca entre as distribuidoras.

111. Em relação do MCSDEE, a CCEE deverá realizar a junção do MCSDEE A-1 trocas livre com o MCSDEE 4% em apenas um mecanismo, a ser processado em outubro de cada ano a partir de única declaração das distribuidoras relativamente às sobras ou déficits do ano seguinte, tornando o processo mais eficiente e diminuindo o esforço operacional dos agentes.

112. E, quanto ao MVE, foram acatadas as diversas contribuições para criação de produtos de médio e longo prazo, bem como as contribuições no sentido de que o produto mensal seja ofertado não apenas para o mês seguinte ao de realização do mecanismo, mas para os três meses seguintes, pois seriam os meses de maior volume de negociação no ACL.

113. Assim, todos os meses serão negociados no MVE os produtos mensais para entrega nos três meses seguintes, M-1, M-2 e M-3, de forma independente. Os novos produtos com duração de dois a cinco anos, começando no ano seguinte, serão negociados no mês de maio de cada ano. Já o produto anual, com vigência no ano seguinte, atualmente processado em dezembro, será negociado também em junho. Além disso, em todos os meses será negociado o produto com vigência no semestre subsequente.

114. Alguns agentes sugeriram a criação de um processamento do MVE ex-post. Entendemos que, com a criação do MVE mensal para o mês seguinte, a eventualidade de outro processamento MVE ex-post concorreria com o MVE mensal, eventualmente reduzindo a liquidez dos mecanismos. Não há prejuízo, no entanto, de avaliação futura da pertinência desse novo produto.

115. Quanto ao processamento do MCSDEN A-1 realizado em junho, a contribuição para que o resultado seja divulgado até o 15º dia do mês será acatada.

116. Quanto à ampliação do limite de venda no MVE, conforme disposto no Voto do Diretor Relator que embasou a emissão da REN 824/2018, a ANEEL entendeu “*prudente manter um limite na implantação do novo mecanismo – 15%, sem prejuízo de sua posterior reavaliação normativa ou flexibilização em caso concreto*”, o que já foi feito por meio dos Despachos nº 2.196/2019 e 3.315/2019, e nº 936/2020.

117. Em razão das mudanças ora em análise e dos riscos envolvidos, bem como das definições da AP nº 25/2019, entendemos prudente manter o limite de venda no MVE com vista a limitar os riscos assumidos pelas distribuidoras e consumidores cativos, sem prejuízo de posterior flexibilização normativa ou em caso concreto.

118. Contudo, com o intuito de facultar às distribuidoras a venda de eventual excedente que



P. 30 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

ocorra em 2021 em razão dos efeitos da pandemia de COVID-19, entendemos que o limite de venda para 2021 também pode ser majorado para 30%, assim como foi realizado para 2020, por meio do Despacho nº 936/2020.

119. Quanto à proposta de criação do MSCDEN Ex-post, de forma análoga ao MSCD Ex-post existente, que trata apenas de CCEAR provenientes de Leilões de Energia Existente, não vemos óbice. Por ocasião das contribuições recebidas no âmbito da 1ª fase da CP nº 42/2020, que tratou de parte das Regras de Comercialização para 2021, a CCEE irá propor ajustes no MCS D Ex-post para contemplar contratos por disponibilidade e enviará os respectivos módulos para ANEEL. Considerando as contribuições no sentido de criação do MCS DEN Ex-post, a CCEE deverá encaminhar para as Regras de Comercialização para vigência em 2022 proposta de MCS D Ex-post que englobe também os CCEAR de Energia Nova, tanto por quantidade, quanto por disponibilidade. Destacamos que o MCS D Ex-post é diferente das demais modalidades de MCS D, e se presta a efetuar compensação de sobras e déficits exclusivamente para fins de apuração da insuficiência de lastro de energia dos agentes de distribuição.

120. Quanto às contribuições para que o MCS DEN A-1 contemple rodadas sucessivas mensais, para que seja alterada a ordem de priorização dos contratos a serem reduzidos e para que seja dado tratamento diferenciado para a usina marginal, entendemos que não merecem ser acatadas. As contratações das distribuidoras, bem como as declarações nos MCS DEN, são anuais. O processamento atual do mecanismo visa induzir os geradores a declararem suas sobras pelo maior horizonte possível. As sugestões encaminhadas teriam o condão de incentivar declarações pontuais, que poderiam alterar o perfil de contratação além do que já é alterado pelos produtos existentes.

121. Especificamente quanto à contribuição que tratou da situação da usina marginal a ser descontratada, julgamos adequado permitir que a respectiva usina possa optar pela descontração parcial, retificação do montante a ser descontratado, desde que no mesmo produto, ou desistir da descontração, o que julgar mais conveniente.

122. Por fim, destacamos que as alterações propostas nos mecanismos de gestão da contratação das distribuidoras deverão ser implementadas nos sistemas da CCEE para operacionalização, o que demandará alguns meses. Dessa forma, todos os produtos propostos deverão ser processados, tanto para o MCS DEN, quanto o MCS DEE e MVE, a partir de dezembro de 2021. No entanto, entendemos que, caso a CCEE consiga implementar os sistemas em prazo inferior, é desejável que os produtos possam ser processados assim que possível, conforme cronograma proposto.

123. Quanto à exclusão do MCS DEN A-0, para que seja possível a adaptação do ajuste contratual das distribuidoras com o planejamento adequado, esse mecanismo deverá ser processado em 2021 assim como foi processado em 2020, e será extinto a partir do último processamento de 2021.

124. As eventuais alterações nas Regras e Procedimentos de Comercialização deverão ser



P. 31 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

encaminhadas até 31 de março de 2021, para instrução de Consulta Pública pela ANEEL.

III.2.3 – CONTRIBUIÇÕES DO BLOCO 3

125. As contribuições recebidas e agrupadas no bloco 3 estão sumarizadas a seguir:

- I. Propõe a participação de geradores que não tem nenhuma unidade geradora em operação comercial, que tenham tido redução de garantia física ou que estejam com a operação comercial suspensa nos MCSDEN intra-anuais;
- II. Sugerem que não seja exigida indenização no caso de redução permanente ou rescisão contratual, conforme disposto nas REN 693/2015 (MCSDEN) e REN 711/2016 (Acordos bilaterais);
- III. Sugerem que pode ser interessante reduzir alguns contratos de usinas com baixa performance para alguns leilões específicos, cujo ressarcimento não prevê adicional à receita fixa unitária e que tenham tido redução da garantia física;
- IV. Sugere que seja permitida a cessão de CCEAR bilateralmente entre as distribuidoras;
- V. Alguns agentes sugerem que deve ser priorizada a descontração da sobrecontratação involuntária;
- VI. Solicitam que distribuidoras do Norte e Nordeste possam vender no MVE para outros submercados, como Sul e Sudeste.

126. Quanto à participação de agentes geradores que não tem nenhuma unidade geradora em operação comercial, que tenham tido redução de garantia física ou que estejam com a operação comercial suspensa nos MCSDEN intra-anuais, entendemos que não deve ser permitido. Os MCSDEN A-0 são realizados por curtos períodos, razão pela qual a previsibilidade de preços pode ensejar a possibilidade de arbitragem pelos agentes. Além disso, os MCSDEN A-0 serão extintos a partir do último processamento de 2021.

127. Quanto à indenização no caso de redução permanente ou rescisão contratual, seja por meio de MCSDEN ou por meio de acordo bilateral, ela foi estabelecida por meio da REN 824/2018 e serve para incentivar os agentes a cumprirem o contrato celebrado a partir de leilão de energia. Essa indenização é análoga àquela existente nos CCEAR para os casos de resolução contratual. As contribuições nesse sentido não foram aceitas.

128. Quanto à redução de contratos específicos de usinas com baixa performance, tais situações poderão ser analisadas no caso concreto, conforme disposto no Voto do Diretor Relator:

“Sobre esse aprimoramento específico, acompanho o entendimento exarado pela SRM, a fim de estabelecer que essas situações sejam avaliadas no caso concreto pela Agência, mediante provocação dos agentes geradores interessados,



P. 32 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

com apresentação dos cálculos que comprovem a vantagem econômica da redução para os consumidores cativos.”

129. Quanto à cessão de CCEAR bilateralmente entre distribuidoras, entendemos que criar essa possibilidade pode prejudicar agentes não participantes de grupos econômicos em detrimento de outros. Os mecanismos existentes, de caráter centralizado, trazem maiores benefícios para todos os detentores de concessão de distribuição.

130. Quanto à solicitação de venda de energia no MVE em submercado diverso da distribuidora, entendemos que não deve ser permitida. Do ponto de vista da contratação, a energia adquirida pelas distribuidoras em leilões de energia é passível de alívio da diferença de preços entre submercados, conforme caderno de Tratamento de Exposições. Caso a venda da energia em outros submercados seja considerada na quantificação da exposição positiva ou negativa da distribuidora vendedora, essa venda poderá impactar o tratamento de exposições de outras distribuidoras. Do ponto de vista dos consumidores cativos, a venda de energia em outros submercados irá expor esses consumidores a um PLD diverso do seu submercado de origem na parcela de venda voluntária do MVE. Entendemos que o risco do consumidor deve ser restrito ao PLD do próprio submercado neste caso.

131. Quanto à priorização da descontração da sobrecontratação involuntária, entendemos que não há razão para essa alteração. Conforme já exposto nesta Nota Técnica, a descontração de geradores em operação comercial, premissa adotada pelos agentes, não deve ser permitida.

III.2.4 – CONTRIBUIÇÕES DO BLOCO 4

132. As contribuições recebidas e agrupadas no bloco 4 estão sumarizadas a seguir:

- I. Diversos agentes alertam da importância da conclusão da Audiência Pública (AP) nº 25/2019 que trata, dentre outros assuntos, do repasse tarifário do MVE;
- II. Diversos agentes sugerem que o regramento de repasse tarifário proposto pela Agência no âmbito da AP nº 25/2019 é complexo, não incentiva a participação das distribuidoras no mecanismo e deve ser revisto para não considerar o PLD ao avaliar a participação da distribuidora no mecanismo, ou considerar o preço de compra da energia, independente de se tratar de parcela voluntária ou involuntária;
- III. Sugerem que Agência deve tratar dos temas afetos à segurança do MVE ainda em 2020;
- IV. Sugerem que a geração distribuída seja passível de redução contratual (energia existente), assim como acontece com a migração de consumidores para o mercado livre;
- V. Diversas distribuidoras solicitam que sejam definidos os critérios para definição das sobras involuntárias de 2020, conforme previsão¹⁵ do Decreto nº 10.350/2020;

¹⁵ “Art. 9º O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:



P. 33 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

133. Quanto ao repasse tarifário do MVE, esse tema está sendo tratado no âmbito da AP nº 25/2019, no processo 48500.006254/2018-64, motivo pelo qual as contribuições a esse respeito foram tratadas como fora do escopo.

134. Cumpre esclarecer, no entanto, alguns argumentos trazidos pelos agentes. Muitas contribuições versaram no sentido de que o repasse tarifário não deve considerar o PLD, independente de se tratar de uma parcela voluntária ou involuntária, pois o MVE deveria ser tratado como um mecanismo competitivo e eficiente de venda de energia. De tal forma que, com a venda da energia no MVE, o consumidor teria o risco de venda da energia excedente no MCP mitigado.

135. Esse argumento dos agentes parte da premissa de que a venda no MVE evita que o consumidor fique exposto ao PLD no MCP. No entanto, a maior parte das distribuidoras são devedoras no MCP, conforme apresentado na Figura 4, em razão dos diversos contratos em que não ocorre a entrega efetiva da energia. Portanto, quando a distribuidora realiza uma venda no MVE, a consequência imediata é que esta ficará mais devedora ainda no MCP, exposta ao PLD, para honrar o contrato de venda celebrado no MVE.

136. Antes da venda no MVE, portanto, a sobra de lastro teria como consequência um custo regulatório de sobrecontratação voluntária, dependente do PLD, ao qual a Distribuidora estaria exposta. Quanto menor o PLD, maior esse custo para a distribuidora e, conseqüentemente, maior o valor recebido pelos consumidores cativos.

137. Após a realização de uma venda no MVE a preço fixo, os consumidores/distribuidora ficam expostos ao PLD no MCP para honrar o contrato de venda de energia no MVE. Quanto maior o PLD, maior o custo para honrar a venda. Se o PLD não for considerado na avaliação do repasse tarifário do MVE, o risco de variação do PLD em razão da venda no MVE será arcado integralmente pelo consumidor.

138. Sendo assim, tendo em vista o disposto na REN 824/2018, a metodologia para repasse tarifário dos efeitos das vendas no MVE, tratada no âmbito da AP nº 25/2019, estabeleceu, em atendimento parcial às contribuições dos agentes, tratamento diferenciado para as parcelas voluntária e involuntária da sobrecontratação das distribuidoras.

“Art. 3º

§ 7º

IV - alterações na distribuição de quotas ou na disponibilidade de energia e potência da Itaipu Binacional, do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA ou, a partir do ano de 2013, das Usinas Angra 1 e Angra 2;

V - exercício da opção de compra por consumidores livres e especiais; e

VI - redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da covid-19 apurada conforme regulação da Aneel.”



P. 34 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

139. Até o limite da sobrecontratação voluntária, nos termos tratados na AP nº 25/2019, o risco da variação do PLD em razão das vendas no MVE para produtos de prazo superior a um ano será assumido pelo consumidor cativo. Vendas que extrapolem esse limite e envolvam sobras involuntárias, terão como custo de oportunidade o PLD.

140. Quanto aos temas afetos a segurança do MVE, esses serão tratados em processo específico pela SRM a partir de proposta encaminhada pela CCEE.

141. Quanto à possibilidade de que a geração distribuída seja passível de redução contratual (em contratos de energia existente), assim como acontece com a migração de consumidores para o mercado livre, esse tema não fez parte do escopo da CP nº 37/2020.

142. Sobre os critérios para definição das sobras involuntárias em razão da redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da covid-19, a matéria está em avaliação e será tratada em momento oportuno.

III.2.5 – CONTRIBUIÇÕES DO BLOCO 5

143. As contribuições recebidas e agrupadas no bloco 5 estão sumarizadas a seguir:

- I. Solicitam a criação de mecanismo de redução de contratos de energia de reserva;
- II. Propõe mecanismo de descontratação e recontratação de geração térmica, com custo compartilhados entre os ambientes livre e regulado;
- III. Sugerem a realização de leilão reverso para descontratação de CCEAR de térmicas;
- IV. Sugerem que a energia da UHE Itaipu seja rateada entre todas as distribuidoras do SIN a partir de 2023;
- V. Sugerem a redução do lastro dos contratos de cotas de 90% para 85% ou 80%, e de Itaipu; e
- VI. Sugerem que os contratos de compra de energia contemplem montantes flexíveis, e sejam sazonalizados conforme a carga.

144. As contribuições agrupadas neste bloco 5 contemplam temas que não estão dentro das competências da ANEEL e devem ser endereçadas ao Ministério de Minas e Energia. Por essa razão, apesar de tratarem de temas relevantes, todas essas contribuições foram tratadas como fora do escopo da CP nº 37/2020.



P. 35 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

III.3 – DA MEDIDA PROVISÓRIA Nº 998, DE 1º DE SETEMBRO DE 2020

145. A MP nº 998/2020 acrescentou os seguintes dispositivos à Lei nº 10.848/2004:

“Art. 2º

.....”

§20. Para atendimento ao disposto no caput, poderá ser instituído mecanismo competitivo de descontração ou redução, total ou parcial, da energia elétrica contratada proveniente dos CCEAR, conforme regulamento do Poder Executivo federal.

§21. Ao participar do mecanismo previsto no §20, o montante de energia descontratado ou reduzido não fará jus aos percentuais de redução estipulados pela Aneel e aplicados às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidentes no consumo de energia elétrica, previstos nos § 1º, § 1º-A e § 1º-B do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996.” (NR)”
(sem grifo no original)

146. Com vistas ao cumprimento do disposto na MP, será acrescido dispositivo no normativo ora em análise estabelecendo que os montantes descontratados nos próximos processamentos do MCSDEN não farão jus aos descontos tarifários, nos seguintes termos:

“§ 12 O montante de energia descontratado ou reduzido não fará jus aos percentuais de redução aplicados às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidentes no consumo de energia elétrica, previstos nos § 1º, § 1º-A e § 1º-B do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996.”

III.4 – CONSOLIDAÇÃO DE NORMAS

147. Além das alterações e aprimoramentos expostos nessa NT, nessa oportunidade será também realizada a consolidação as seguintes normas de gestão contratual das distribuidoras: REN nº 453/2011, REN nº 693/2015, REN nº 711/2016 e REN nº 824/2018.

148. Destacamos que nenhum conceito, direito ou obrigação de nenhum agente está sendo alterado em razão desta consolidação, além daqueles discutidos nesta Nota Técnica. Especificamente em relação à Resolução Normativa nº 453/2011, em razão da revogação do art. 40 do Decreto nº 5.163/2004, referenciado pelo § 3º do art. 5º da REN 453/2011, este último dispositivo foi ajustado para os seguintes termos, de forma a manter o conceito original:



P. 36 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

“§ 1º Entende-se por sobrecontratação involuntária:

(...)

II - a alocação de cotas de garantia física e de potência das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei nº 12.783, de 2013, acima do montante de reposição.

(...)

§ 3º Para os casos previstos no inciso II do § 1º, o valor máximo que poderá ser reconhecido como sobrecontratação involuntária dos agentes de distribuição será a diferença entre a variação positiva dos montantes alocados das cotas de garantia física e o ~~limite mínimo de contratação estabelecido pelo art. 40 do Decreto nº 5.163, de 2004~~ montante de reposição, acrescida das sobras involuntárias dos anos anteriores.”

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

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

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020;
- Medida Provisória nº 998, de 1º de setembro de 2020;
- Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020;
- Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;
- Resolução Normativa nº 453, de 18 de outubro de 2011;
- Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015;
- Resolução Normativa nº 711, de 19 de abril de 2016;
- Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018.

V - DA CONCLUSÃO

150. Diante do exposto, após a avaliação das contribuições recebidas no âmbito da CP nº 37/2020, concluímos que deve ser emitida Resolução Normativa, conforme minuta do Anexo III, aprimorando o cronograma dos mecanismos de gestão da contratação das distribuidoras e consolidando as normas que tratam de tais mecanismos no mesmo normativo. Além disso, concluímos que deve ser emitido Despacho ampliando para 30% (trinta por cento), para todos os processamentos do Mecanismo de Venda de Excedentes referentes ao ano de 2021, o limite estipulado no inciso III do artigo 4º da Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018, referente ao montante total de energia elétrica passível de ser declarado pelas distribuidoras.

VI - DA RECOMENDAÇÃO



P. 37 da NOTA TÉCNICA Nº 118/2020–SRM/ANEEL, de 21/10/2020.

151. Recomendamos que o Processo seja encaminhado à Diretoria da ANEEL com vistas à emissão de Resolução Normativa, conforme minuta constante no Anexo III, de Despacho, visando majorar o limite de venda no MVE para 2021, e para que seja determinado à CCEE que encaminhe, até 31 de março de 2021, as eventuais alterações em Regras de Comercialização e Procedimentos de Comercialização motivadas pela aprovação do presente processo.

(Assinado digitalmente)
ALESSANDRO RUIZ BASSO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
BENNY DA CRUZ MOURA
Especialista em Regulação

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

(Assinado digitalmente)
LUCAS MORAIS NASCIMENTO
Analista Administrativo

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

De acordo:

(Assinado digitalmente)
JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado



ANEXO I

RELATÓRIO DE ANÁLISE DE CONTRIBUIÇÕES CONSULTA PÚBLICA nº 37/2020 CONTRIBUIÇÕES DE 01 A 42

- Aceita
- Não aceita
- Parcialmente aceita

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



ANEXO II

RELATÓRIO DE ANÁLISE DE CONTRIBUIÇÕES CONSULTA PÚBLICA nº 37/2020 CONTRIBUIÇÕES DE 43 A 65

- Aceita
- Não aceita
- Parcialmente aceita



ANEXO III

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE DE DE 2020

Estabelece os critérios e condições do Mecanismo de Venda de Excedentes, dos mecanismos de gestão de contratos de comercialização de energia elétrica provenientes de novos empreendimentos de geração, e para cálculo dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntária.

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 na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do processo nº 48500.002730/2020-92, resolve:

Art. 1º Estabelecer os critérios e condições para:

I – aplicação do mecanismo de compensação de sobras e déficits de energia elétrica e de potência de contrato de comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração - MCSD Energia Nova.

II – celebração de Acordos Bilaterais entre partes signatárias de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR vinculados a empreendimentos de geração que não possuam unidades geradoras em operação comercial;

III - aplicação do Mecanismo de Venda de Excedentes de energia elétrica;

IV - cálculo do montante de exposição ou sobrecontratação involuntária, em atendimento aos artigos 2º, 3º e 18 do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004.

DO MCSD ENERGIA NOVA

Art. 2º O MCSD Energia Nova se aplica aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs na modalidade quantidade e disponibilidade vinculados a empreendimentos de geração enquadrados no inciso II do art. 11 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

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



§ 1º Não participarão do MCSD Energia Nova os CCEARs vinculados a empreendimentos:

I - com atraso da entrada em operação comercial das unidades geradoras;

II - que possuam a condição de descasamento entre a obrigação de entrega de energia e a entrada em operação das unidades geradoras;

III – em situação de aptas à entrada em operação comercial;

IV – com obrigação de entrega escalonada, enquanto durar o escalonamento;

V – que sejam objeto de decisões judiciais, mesmo em caráter liminar.

§ 2º Caso a decisão judicial, de que trata o inciso V do § 1º seja obtida durante a vigência de alguma cessão, esta será mantida até o seu prazo final.

Art. 3º A cessão de energia e potência efetuada pela aplicação do MCSD Energia Nova impactará os CCEARs originais nos casos de redução permanente, de que trata o inciso II do §1º do art. 5º.

Art. 4º A aplicação do MCSD Energia Nova deverá observar as seguintes diretrizes:

I – a declaração de sobras e déficits por parte das distribuidoras será voluntária;

II – o montante de sobras declaradas será limitado à soma do volume dos CCEARs mencionados no art. 2º pertencentes a cada distribuidora;

III – a aplicação do MCSD Energia Nova considerará todos os CCEARs vigentes da distribuidora cedente com as características descritas no art. 2º, proporcionalmente à quantidade de cada produto, sendo priorizados na composição das cessões, os contratos por quantidade;

IV - não comporá o conjunto de cessão os montantes de energia e de potência recebidos por MCSD Energia Nova;

V – as cessões decorrentes do MCSD Energia Nova serão valoradas ao preço de venda vigente de cada CCEAR, no momento da liquidação;

VI - a sazonalização e a modulação das cessões serão realizadas nos termos das Regras de Comercialização de Energia Elétrica;

VII – as distribuidoras em situação de inadimplência setorial poderão participar do MCSD Energia Nova apenas com declarações de sobras.



§ 1º A liquidação do MCSD Energia Nova será centralizada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

§ 2º A CCEE registrará cessões de energia e de potência das distribuidoras cedentes para as cessionárias no submercado de registro do CCEAR original.

§ 3º As cessões resultantes do MCSD de Energia Nova terão direito ao alívio de exposições entre submercados, nos termos das Regras de Comercialização de Energia Elétrica.

§ 4º As operações efetuadas no âmbito do MCSD Energia Nova serão registradas e consideradas para todos os efeitos na contabilização do mercado de curto prazo e para fins tarifários.

§ 5º Caso haja inadimplência na liquidação do MCSD Energia Nova:

I – a distribuidora cessionária inadimplente terá suas declarações suspensas por doze meses, contados a partir do mês de inadimplência e ficará impedida de participar do MCSD de Energia Nova do ano seguinte, sem prejuízo do disposto no inciso VIII do art. 5º da Resolução Normativa nº 545, de 16 de abril de 2013, ou da disciplina sucedânea; e

II – as distribuidoras cedentes ficarão responsáveis por arcar com os respectivos valores inadimplidos.

Art. 5º Caso a soma dos montantes declarados das distribuidoras resulte em excedente de sobras, será aberta aos geradores vendedores dos contratos de que trata o art. 2º, cujos empreendimentos relacionados não possuam unidades geradoras em operação comercial, a possibilidade de ofertar a redução dos montantes vendidos, a qual será liquidada no limite das sobras excedentes, não se aplicando as restrições do §1º daquele artigo.

§ 1º A redução ofertada poderá ser:

I - temporária, total ou parcial, para os processamentos do MCSD Energia Nova de que tratam o inciso I do art. 6º, obedecendo a vigência desses processamentos; ou

II – permanente, para o processamento do MCSD Energia Nova de que trata o inciso III do art. 6º, com vigência até o fim do período de suprimento dos contratos reduzidos ou implicando a rescisão desses contratos na hipótese de redução total.

§ 2º A oferta de redução somente poderá ser proposta por geradores cujos contratos de venda atendam às seguintes condições:

I – prazo inicial de suprimento igual ou anterior ao início da vigência do processamento do MCSD Energia Nova; e



II - prazo final de suprimento posterior ao término da vigência do MCSD Energia Nova.

§ 3º O gerador especificará o montante de redução que deseja ofertar, discriminando o produto, a usina e o leilão respectivos.

§ 4º A oferta de redução é irrevogável e irretroatável, observado o disposto no § 7º.

§ 5º A redução se dará a partir dos contratos de preços mais caros e será limitada ao montante excedente de sobras.

§ 6º Para fins desta resolução, os preços de que trata o § 5º corresponderão ao Índice de Custo Benefício - ICB para contratos na modalidade disponibilidade e ao preço de venda para contratos na modalidade quantidade, definidos à época dos respectivos leilões, ambos atualizados para a data de processamento do MCSD.

§ 7º O gerador poderá ter sua oferta de redução parcialmente atendida caso não haja montante excedente de sobras suficiente para comportar toda a sua oferta de redução, situação na qual será facultado a este gerador a opção de desistir ou retificar a declaração de redução realizada, desde que mantido o produto.

§ 8º As distribuidoras serão obrigadas a reduzir os contratos nos montantes habilitados à redução nos termos dos parágrafos anteriores, independentemente de suas declarações.

§ 9º As sobras e déficits individuais oriundos das reduções de contratos serão equacionados a partir de cessão compulsória de contratos entre as distribuidoras, garantindo-se o equacionamento integral dos déficits declarados nos termos do art. 4º ou oriundos de reduções nos termos do § 8º.

§ 10 Os geradores que tiverem sucesso na redução dos montantes vendidos terão eventuais penalidades administrativas e editais atenuadas.

§ 11 A oferta de redução de que trata o inciso II do § 1º ensejará o pagamento de indenização pelos geradores equivalente a um ano de receita do empreendimento, proporcional ao montante reduzido, com sua reversão integral para modicidade tarifária.

§ 12 O montante de energia descontratado ou reduzido não fará jus aos percentuais de redução aplicados às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidentes no consumo de energia elétrica, previstos nos § 1º, § 1º-A e § 1º-B do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996.

Art. 6º O processamento do MCSD Energia Nova será realizado:



I – duas vezes ao ano, uma no mês de junho e outra em dezembro, para cessões que terão vigência no ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova, processado em rodadas sucessivas que abranjam os seguintes intervalos, em ordem de prioridade:

- a) 1º de janeiro a 31 de dezembro;
- b) 1º de janeiro a 30 de setembro;
- c) 1º de janeiro a 30 de junho; e
- d) 1º de janeiro a 31 de março.

II – duas vezes ao ano, uma no mês de março e outra em setembro, para as cessões que terão vigência de 12 meses a partir de:

- a) 1º de janeiro do ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova;
- b) 1º de janeiro do segundo ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova;
- c) 1º de janeiro do terceiro ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova;
- d) 1º de janeiro do quarto ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova;
- e) 1º de janeiro do quinto ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova.

III – duas vezes ao ano, após a realização dos MCSD Energia Nova de que trata o inciso II, para as cessões que terão vigência de 60 meses, a partir de 1º de janeiro do ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova.

Parágrafo Único. Os resultados do processamento de que trata o inciso I realizado no mês de junho deverão ser divulgados pela CCEE até o dia 15 de junho.

DOS ACORDOS BILATERAIS

Art. 7º O Acordo Bilateral poderá envolver as seguintes modalidades:

- I – redução temporária total ou parcial da energia contratada;
- II – redução parcial permanente da energia contratada;
- III – rescisão contratual.

§ 1º As partes envolvidas no acordo bilateral deverão registrar nos sistemas da CCEE as informações relativas a prazo e montante do acordo até o 25º dia do mês anterior ao mês de início da vigência.

§ 2º A ocorrência de revogação da outorga do gerador, postergação do início de suprimento ou a entrada em operação comercial do empreendimento implicará encerramento imediato do acordo bilateral de que trata o inciso I do caput.



§ 3º Na celebração do acordo bilateral a data de término do período de suprimento não poderá ser alterada.

§ 4º As alterações de montante decorrentes do acordo bilateral provocarão, durante sua vigência, efeitos proporcionais nos demais parâmetros contratuais, devendo refletir no processo de contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo e no cálculo do repasse tarifário.

§ 5º O acordo bilateral será considerado como exposição voluntária das distribuidoras para fins de cálculo de repasse tarifário da sobrecontratação.

§ 6º O acordo bilateral será considerado como atenuante das penalidades administrativas e editais decorrentes de atraso ou não implantação do empreendimento imputáveis aos geradores.

§ 7º O acordo bilateral não será considerado para fins de apuração do montante de reposição das distribuidoras.

§ 8º Para as modalidades de acordo previstas nos incisos II e III do caput, os agentes deverão manter cópia do respectivo aditivo contratual, o qual deverá ser enviado à ANEEL em caso de solicitação.

§ 9º O acordo bilateral estará sujeito à análise quanto aos efeitos financeiros ocorridos no Mercado de Curto Prazo - MCP, os quais poderão ser compensados pelas distribuidoras em caso de conduta lesiva ao consumidor.

§ 10 Os acordos bilaterais objeto dessa resolução ficam dispensados da homologação prevista na Resolução Normativa nº 783, de 26 de setembro de 2017.

§ 11 Os acordos de que tratam os incisos II e III do caput ensejarão o pagamento pelos geradores de indenização equivalente a um ano de receita do empreendimento, proporcional ao montante reduzido, com sua reversão integral para modicidade tarifária, conforme procedimentos definidos no Módulo 4 do Proret.

DO MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTES

Art. 8º Poderão participar do Mecanismo de Venda de Excedentes:

I - como vendedores os agentes de distribuição que declararem sobras contratuais de energia elétrica; e

II - como compradores os consumidores de que tratam os art. 15 e art. 16 da Lei nº 9.074, de 1995, inclusive os que atendem às condições específicas do art. 26, § 5º, da Lei nº 9427/96, os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, os comercializadores e os



agentes de autoprodução, que estejam adimplentes na CCEE no momento da declaração de intenção de compra.

Art. 9º O Mecanismo de Venda de Excedentes terá os seguintes produtos:

- I – Mensal;
- II – Trimestral:
 - a) 1º de janeiro a 31 de março;
 - b) 1º de abril a 30 de junho;
 - c) 1º de julho a 30 de setembro; e
 - d) 1º de outubro a 31 de dezembro.
- III – Semestral:
 - a) 1º de janeiro a 30 de junho; e
 - b) 1º de julho a 31 de dezembro.
- IV – Anual;
- V – Bienal;
- VI – Trienal;
- VII – Quadrienal; e
- VIII – Quinquenal.

§ 1º O produto de que trata o inciso I será processado mensalmente, com vigência para o mês seguinte e para os dois meses subsequentes.

§ 2º Os produtos de que tratam as alíneas “a”, “b”, “c” e “d” do inciso II serão processados em dezembro, março, junho e setembro de cada ano, respectivamente, com vigência para o trimestre seguinte.

§ 3º O produto de que trata a alínea “a” do inciso III será processado mensalmente, de junho a dezembro, com vigência para o semestre seguinte.

§ 4º O produto de que trata a alínea “b” do inciso III será processado mensalmente, de dezembro a junho do ano subsequente, com vigência para o semestre seguinte.

§ 5º O produto de que trata o inciso IV será processado em junho e dezembro de cada ano, esse último após o processamento de dezembro de que trata o inciso I do art. 6º, com vigência entre 1º de janeiro e 31 de dezembro do ano seguinte.

§ 6º Os produtos de que tratam os incisos V a VIII serão processados em maio de cada ano, com início de vigência em 1º de janeiro do ano seguinte.

Art. 10. O Mecanismo de Venda de Excedentes deverá observar as seguintes diretrizes:



I - A participação dos agentes de distribuição será voluntária, e estes poderão declarar montante de energia elétrica e preço no próprio submercado, por tipo de energia – convencional ou convencional especial, a que estão dispostos a negociar;

II - Os compradores declararão montante de energia elétrica e preço, por submercado e por tipo de energia – convencional ou convencional especial, a que estão dispostos a negociar;

III - O montante total de energia elétrica declarado pelo agente de distribuição para cada ano, consideradas todas as vendas realizadas para o período, será limitado a 15% da sua respectiva carga no centro de gravidade, apurada nos 12 meses anteriores de dados disponíveis para o processamento realizado em dezembro do ano anterior ao de referência e, para os produtos de que tratam os incisos I e II do art. 9º, o montante declarado será limitado ainda a 1/4 do limite total.

IV - O montante de energia convencional especial declarado pelo agente de distribuição para cada ano, consideradas todas as vendas realizadas para o período, será limitado ao seu respectivo lastro especial em operação comercial, abatidas as vendas de excedente de energia convencional especial vigentes para o período do produto em processamento.

V - O montante total de energia elétrica declarado pelo agente de distribuição para produtos com vigência nos anos seguintes ao do processamento do mecanismo, com exceção do processamento realizado em dezembro, será limitado, preliminarmente, ao montante total calculado conforme os incisos III e IV para o ano de processamento, desconsiderada eventual majoração de limite que tenha sido realizada, para cada tipo de energia, descontado de montantes comercializados em processamentos anteriores para o mesmo período.

VI - O preço a ser praticado em todos os contratos para o período da venda será o preço ofertado por cada comprador vencedor no Mecanismo, dado por submercado e por tipo de energia.

§ 1º Os contratos resultantes do Mecanismo de Venda de Excedentes serão registrados no centro de gravidade do submercado do vendedor, com sazonalização e modulação flat.

§ 2º A Contabilização e a Liquidação do contrato serão realizadas de forma centralizada pela CCEE, antes da contabilização e liquidação do Mercado de Curto Prazo - MCP.

§ 3º As distribuidoras que estiverem inadimplentes com qualquer obrigação financeira no âmbito da CCEE, na data de liquidação financeira do Mecanismo de Venda de Excedentes, terão a sua receita capturada para quitação de seus débitos.

§ 4º Caso haja inadimplência por parte dos compradores na liquidação do Mecanismo de Venda de Excedentes:

I - O contrato oriundo da venda não será efetivado na contabilização e liquidação do MCP do mês de referência;



II - Caso ocorra o pagamento parcial, o contrato será efetivado proporcionalmente na contabilização e liquidação do MCP do mês de referência;

III - A inadimplência prevista no caput será considerada descumprimento de obrigação e ensejará o início do processo de desligamento do agente na CCEE;

IV - Caberá ao comprador inadimplente o pagamento de:

a) multa por descumprimento de obrigação, equivalente a 2% (dois por cento) do valor não pago do contrato, lançada na liquidação financeira de penalidades; e

b) ressarcimento às distribuidoras, em valor equivalente à diferença, se positiva, entre o valor da venda de excedentes e o PLD médio por submercado do mês em que ocorreu o descumprimento.

V - Caracterizada a mora no pagamento dos valores de que trata o inciso IV, incidirão sobre o valor do débito juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, calculados “pro rata die”, sendo vedada a incidência sobre a parcela da multa relativa a encargos moratórios de períodos anteriores;

VI - O comprador inadimplente, em caso de reincidência em um período de 12 meses, ficará impedido de participar de novos processos de venda de excedentes pelo período de 2 anos da data da liquidação financeira do mês da inadimplência, ainda que efetue o pagamento dos valores previstos no § 5º.

VII – Em caso de desligamento do agente comprador da CCEE, nos termos do inciso III, este ficará obrigado a pagar à distribuidora penalidade de multa por resolução contratual igual a 30% do valor do preço de venda médio da energia até o mês de desligamento multiplicado pelo volume de energia contratada remanescente entre a data do desligamento e o término do contrato.

VIII – Cinquenta por cento do valor da multa de que trata o inciso VII deverá ser revertido para modicidade tarifária.

IX- Em caso de desligamento do comprador inadimplente, os débitos na liquidação do mecanismo de venda de excedente devem ser lançados em registro escritural especial, a ser mantido pela CCEE em nome dos credores, até a sua eventual quitação.

§ 5º Para a suspensão do processo de desligamento, previsto no inciso III do § 4º, o comprador inadimplente deverá efetuar o pagamento previsto no inciso IV do § 4º.

§ 6º Após a realização dos pagamentos previstos no § 5º, será iniciado o processo de monitoramento do comprador inadimplente e a alteração contratual não será passível de recontabilização.



§ 7º Os pagamentos previstos na alínea b do inciso IV do § 4º, a título de ressarcimento contratual, deverão ser efetuados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, que deverá repassar os valores para as distribuidoras que tiveram seus contratos não efetivados, e estarão sujeitos aos repasses tarifários de que trata o art. 11.

Art. 11. O Mecanismo de Venda de Excedentes implicará nos seguintes repasses tarifários:

I - O efeito das vendas de excedentes será refletido no processo de reajuste ou revisão tarifária da distribuidora subsequente à contabilização dos respectivos contratos na CCEE e ao encerramento da contabilização do ano civil, conforme metodologia de cálculo a ser definida no Módulo 4 do Proret;

II - As vendas de montantes referentes aos cento e cinco por cento em relação ao mercado regulatório da distribuidora, ou à sua sobrecontratação involuntária, terão 50% de seus efeitos compartilhados em caso de benefício financeiro ou 100% repassados à distribuidora em caso de prejuízo;

§ 1º O benefício financeiro de que trata o inciso II consiste na diferença, caso positiva, entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda.

§ 2º O prejuízo de que trata o inciso II consiste na diferença, caso negativa, entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda.

III - As vendas de montantes referentes à sobrecontratação voluntária terão seus efeitos, benefício ou prejuízo, integralmente atribuídos à distribuidora.

Art. 12. Fica aprovada, na forma do Anexo desta Resolução, o modelo dos Procedimentos para o Mecanismo de Venda de Excedentes.

Art. 13. Delegar, à CCEE, a operacionalização do Mecanismo de Venda de Excedentes, nos termos desta Resolução.

DOS MONTANTES DE EXPOSIÇÃO E SOBRECONTRATAÇÃO INVOLUNTÁRIA

Art. 14. Os agentes de distribuição deverão utilizar-se de todos os mecanismos previstos na regulamentação para atendimento à obrigação de contratação da totalidade de seu mercado de energia elétrica.

Art. 15. As penalidades decorrentes do não atendimento à totalidade do mercado de energia elétrica dos agentes de distribuição não serão aplicáveis na hipótese de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL.



Art. 16. Considera-se exposição contratual involuntária o não atendimento à totalidade do mercado de energia elétrica dos agentes de distribuição, em razão de:

I - compra frustrada nos leilões regulados promovidos para contratação de energia elétrica, de que tratam os arts. 11 e 19 do Decreto 5.163/2004, decorrente de contratação de energia elétrica e de potência em montante inferior à declaração de necessidade de compra apresentada pelos agentes de distribuição para esses leilões, conforme dispõe o art. 18 do Decreto 5.163/2004, limitados ao montante de reposição, no caso do Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos Existentes A-1 (Leilão A-1).

II - acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, reconhecidos pela ANEEL como decorrentes de eventos alheios à vontade do agente vendedor, nos termos do art. 3º, inciso V, da Lei 9.427/1996, e do art. 2º, §§ 16 e 17, da Lei 10.848/2004.

III - suspensão do registro de contratos de compra de energia elétrica em que a distribuidora é parte na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, em razão de diretrizes e determinações estabelecidas pelas normas de regência ou por determinação da ANEEL.

IV - rescisão ou redução, determinada ou reconhecida pela ANEEL, de contratos de compra de energia elétrica em que a distribuidora seja parte.

V - opção de retorno ao mercado regulado de consumidores ou conjunto de consumidores de que trata o art. 26, § 5º, da Lei 9.427/1996, sendo que:

a) será considerado o montante de energia do referido consumidor no período compreendido entre a data do seu retorno à condição de cativo e o início do suprimento do primeiro Leilão de Compra de Energia Elétrica de Novos Empreendimentos de Geração A-3 (Leilão A-3) realizado após a comunicação formal da opção de retorno; e

b) a consideração do montante de energia de que trata a alínea anterior está condicionada à apresentação pela distribuidora de declaração de déficit de energia para fins de sua participação nos processamentos do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit – MCSD, conforme dispõe o Procedimento de Comercialização específico, que ocorrerem no período compreendido entre a data do retorno do consumidor à condição de cativo e a data de realização do primeiro Leilão A-3 subsequente a esse retorno.

VI - alterações na distribuição de quotas ou na disponibilidade de energia e potência de Itaipu Binacional, do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA ou, a partir de 2013, das Usinas Angra 1 e Angra 2.

VII – não efetivação integral de registro de contratos de compra de energia elétrica em que a distribuidora é parte na CCEE.



Parágrafo único. A suspensão, rescisão, resilição ou redução de contratos livremente negociadas entre as partes não caracteriza exposição contratual involuntária.

Art. 17. É garantida a neutralidade do agente de distribuição comprador, com relação ao repasse dos custos de aquisição às tarifas dos consumidores finais, nos volumes tratados como sobrecontratação involuntária.

§ 1º Entende-se por sobrecontratação involuntária:

I - a aquisição de montantes de energia elétrica em quantidade superior à constante da declaração de necessidade de compra apresentada pelos agentes de distribuição nos leilões regulados de que tratam os arts. 11 e 19 do Decreto nº 5.163, de 2004;

II - a alocação de cotas de garantia física e de potência das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei nº 12.783, de 2013, acima do montante de reposição.

III - redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da covid-19.

§ 2º Para os casos previstos no § 3º do Artigo 18 do Decreto 5.163/2004, a sobrecontratação involuntária será reconhecida para a parcela disponibilizada para cessão, mas não cedida, mediante o mecanismo previsto no § 5º do art. 28 do referido Decreto.

§ 3º Para os casos previstos no inciso II do § 1º, o valor máximo que poderá ser reconhecido como sobrecontratação involuntária dos agentes de distribuição será a diferença entre a variação positiva dos montantes alocados das cotas de garantia física e o montante de reposição, acrescida das sobras involuntárias dos anos anteriores.

Art. 18. Para o reconhecimento de exposições e sobrecontratações involuntárias, a ANEEL observará o princípio do máximo esforço por parte das concessionárias de distribuição, para adequar o seu nível de contratação a partir do momento em que puderam conhecer os efeitos ocasionados pelos eventos definidos nos artigos 16 e 17.

§ 1º Entende-se por máximo esforço, a participação nos leilões de que tratam os arts. 11 e 19 do Decreto 5.163/2004, no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD, a utilização eficiente de contratos bilaterais firmados até 16 de março de 2004 e a não aceitação do retorno de consumidores que exercerem a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, à condição de consumidor cativo em prazo inferior a 5 (cinco) anos.

§ 2º Na aferição do cumprimento da regra de máximo esforço, não será exigida a declaração, em leilões de energia existente ou em MCSD de energia existente, dos montantes de exposição involuntária que sejam oriundos de compra ou entrega frustrada de montantes de energia elétrica adquiridos em leilões de energia nova cujas usinas não estejam em operação comercial à época da declaração.



§ 3º Na aferição do cumprimento da regra de máximo esforço, será exigida a declaração nos MCSD Energia Nova de todos os montantes de exposição involuntária das distribuidoras.

Art. 19. As exposições involuntárias serão apuradas e homologadas pela ANEEL, para cada ano civil, após a realização da contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica referente ao mês de dezembro do ano de apuração.

DA CONSOLIDAÇÃO DE RESOLUÇÕES NORMATIVAS E DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

Art. 20. Alterar o item XI do art. 17 da Convenção de Comercialização, instituída pela Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, para:

“XI - celebrar os Termos de Cessão decorrentes do processamento do MCSD, exceto as alterações conceituais originadas pelo MCSD de Energia Nova.”

Art. 21. Ficam revogadas as Resoluções Normativas nº 453, de 18 de outubro de 2011, nº 693, de 15 de dezembro de 2015, nº 711, de 19 de abril de 2016, e nº 824, de 10 de julho de 2018, observado:

I - que até a implementação pela CCEE dos sistemas computacionais para realização dos mecanismos de que tratam os art. 6º e 9º, os processamentos do MCSD Energia Nova e MVE serão realizados considerando os produtos vigentes em 31 de dezembro de 2020;

II – que a implementação de que trata o inciso I deverá ser realizada até 1º de dezembro de 2021; e

III – que os mecanismos de que trata o inciso I do art. 5º da Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015, deverão ser realizados em 2021 conforme regulamentação vigente em 31 de dezembro de 2020.

Art. 22. Incluir o §12 no art. 4º-A da Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015:

“§12 O montante de energia descontratado ou reduzido não fará jus aos percentuais de redução aplicados às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidentes no consumo de energia elétrica, previstos nos § 1º, § 1º-A e § 1º-B do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996.”

Art. 23. Esta Resolução entra em vigor em 1º de janeiro de 2021, com exceção do art. 22, o qual entra em vigor em 1º de dezembro de 2020.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA



Anexo I DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE DE DE 2020

Procedimento a ser adotado pela CCEE para a realização do Mecanismo de Venda de Excedentes

1. DEFINIÇÕES E ABREVIACÕES

Para os fins e efeitos do presente PROCEDIMENTO, as expressões a seguir listadas terão os seguintes significados:

- I. AGENTE DA CCEE ou AGENTE: concessionário, permissionário, autorizado ou detentor de registro de serviços e instalações de energia elétrica integrantes da CCEE;
- II. AGENTE DE DISTRIBUIÇÃO: titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada;
- III. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE – ACL: segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e geradores, consumidores livres, consumidores especiais, comercializadores e autoprodutores;
- IV. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA – ACR: segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei;
- V. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA OU ANEEL: autarquia sob regime especial instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, modificada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Trata-se de órgão normativo, regulador e fiscalizador dos serviços de energia elétrica;
- VI. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE: pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, criada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, que atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da ANEEL e segundo a CONVENÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO;
- VII. CENTRO DE GRAVIDADE: ponto virtual considerado nas REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO, relativo ao SUBMERCADO do VENDEDOR, no qual será efetuada a ENTREGA SIMBÓLICA da ENERGIA CONTRATADA;
- VIII. COMPRADOR(ES): PROPONENTE COMPRADOR que venha a negociar energia no MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTE;
- IX. CONTRATO DE VENDA DE EXCEDENTE: registro automático da negociação realizado no sistema de contabilização e liquidação da CCEE com base no resultado público do MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTE;



- X.** CONVENÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO: instrumento jurídico instituído pela Resolução Normativa 109, de 26 de outubro de 2004, alterada pelas Resoluções Normativas 260, de 03 de abril de 2007, 263, de 17 de abril de 2007, e 348, de 06 de janeiro de 2009, nos termos da Lei 10.848, de 15 de março de 2004, do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, e do Decreto 5.177, de 12 de agosto de 2004;
- XI.** CRONOGRAMA: calendário específico, informativo dos principais eventos relacionados ao MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTES;
- XII.** PROCEDIMENTO: o presente instrumento;
- XIII.** ENERGIA CONTRATADA: montante em MWh contratado pelo COMPRADOR e colocado à disposição desse no CENTRO DE GRAVIDADE do VENDEDOR;
- XIV.** FORMULÁRIO DE LANCE: documento eletrônico, contendo a quantidade de LOTES e o relativo PREÇO DE LANCE, por SUBMERCADO e por TIPO DE ENERGIA, ao qual os PROPONENTE COMPRADORES e PROPONENTE VENDEDORES desejam negociar;
- XV.** LANCE DO COMPRADOR: Consiste na proposta de quantidade de LOTES, associado PREÇO DE LANCE DO COMPRADOR, em R\$/MWh, inserida pelo PROPONENTE COMPRADOR e que, a qualquer momento durante o LEILÃO, constitui obrigação incondicional de contratação entre o PROPONENTE VENDEDOR e cada PROPONENTE COMPRADOR do PRODUTO, por meio da celebração de um CONTRATO DE VENDA DE EXCEDENTE, considerando o rateio da quantidade de LOTES;
- XVI.** LANCE DO VENDEDOR: Consiste na proposta de quantidade de LOTES, associado PREÇO DE LANCE DO VENDEDOR, em R\$/MWh, inserida pelo PROPONENTE VENDEDOR e que, a qualquer momento durante o LEILÃO, constitui obrigação incondicional de contratação entre o PROPONENTE VENDEDOR e cada PROPONENTE COMPRADOR do PRODUTO, por meio da celebração de um CONTRATO DE VENDA DE EXCEDENTE, considerando o rateio da quantidade de LOTES;
- XVII.** LOTE DE ENERGIA ou LOTE: montante de energia elétrica expresso em MW médio que representa a menor parcela do PRODUTO;
- XVIII.** LOTES ATENDIDOS: LOTES relativos à LANCES DE VENDEDORES e COMPRADORES considerados vencedores no MECANISMO;
- XIX.** MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTES ou MECANISMO: processo para compra e venda de energia elétrica, regido por este PROCEDIMENTO e seus documentos correlatos;
- XX.** PARTICIPANTE: PROPONENTE COMPRADOR e PROPONENTE VENDEDOR que participe do processo do MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTES;



- XXI. PERÍODO DE SUPRIMENTO: corresponde ao intervalo de tempo entre a data de início do suprimento e a data de término do suprimento da ENERGIA CONTRATADA com POTÊNCIA ASSOCIADA;
- XXII. PREÇO DE LANCE DO COMPRADOR: preço informado pelo PROPONENTE COMPRADOR, em R\$/MWh associado ao LANCE DO COMPRADOR;
- XXIII. PREÇO DE LANCE DO VENDEDOR: preço informado pelo PROPONENTE VENDEDOR, em R\$/MWh associado ao LANCE DO VENDEDOR;
- XXIV. PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO: conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE;
- XXV. PROCEDIMENTO DE VENDA DE EXCEDENTES ou PROCEDIMENTO: o presente documento;
- XXVI. PRODUTO: conjunto de LOTES DE ENERGIA demandados com características uniformes no que se refere ao início do suprimento, ao PERÍODO DE SUPRIMENTO, ao TIPO DE ENERGIA e ao SUBMERCADO de entrega;
- XXVII. PROPONENTE COMPRADOR: consumidores de tratam os art. 15 e art. 16 da Lei 9.074, de 1995, inclusive os que atendem às condições específicas do art. 26, § 5º, da Lei nº 9427/96, ou agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, ou comercializadores ou agentes de autoprodução de energia elétrica que preencheu e entregou o FORMULÁRIO DE LANCE no prazo estabelecido no CRONOGRAMA, além de estar adimplente na CCEE no momento da entrega;
- XXVIII. PROPONENTE VENDEDOR: AGENTE DE DISTRIBUIÇÃO que preencheu e entregou o FORMULÁRIO DE LANCE no prazo estabelecido no CRONOGRAMA;
- XXIX. QUANTIDADE TOTAL NEGOCIADA (QTN_{mecanismo}): quantidade de LOTES ATENDIDOS;
- XXX. REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO: conjunto de regras operacionais e comerciais e suas formulações algébricas, definidas pela ANEEL e de cumprimento obrigatório pelos AGENTES, aplicáveis à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE;
- XXXI. SISTEMÁTICA: conjunto de regras que define a metodologia para a realização do MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTE;
- XXXII. SUBMERCADO: divisão do SIN para a qual são estabelecidos PLDs específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica;



- XXXIII. TIPO DE ENERGIA: especifica o tipo de lastro a ser comercializado, podendo ser convencional ou convencional especial;
- XXXIV. VENDEDOR(ES): PROPONENTE VENDEDOR que venha a negociar energia no MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTE;

2. ESCLARECIMENTOS PRELIMINARES

BASE LEGAL E FINALIDADE DO PROCESSO

- 2.1 O MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTES será realizado consoante o previsto no § 13, art. 4º da Lei nº 9.074/1995, que determina que *“as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão, conforme regulação da Aneel, negociar com consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, afastada a vedação de que trata o inciso III do § 5o, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado”*.
- 2.2 Por seu turno, o art. 47-A do Decreto nº 5.163/2004 estabelece que *“os agentes de distribuição poderão negociar, no ACL, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado”* com consumidores livres, especiais, geradores, comercializadores e autoprodutores.
- 2.3 A ANEEL, conforme competência atribuída pelo § 13 do Art. 47-A do Decreto nº 5.163/2004, editou a Resolução Normativa ANEEL nº 824, de 10 de julho 2018, sucedida pela presente Resolução Normativa, definindo os procedimentos para a realização do MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTES.
- 2.4 O MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTES tem por finalidade criar um mecanismo competitivo para que os COMPRADORES adquiram energia elétrica dos VENDEDORES, assegurando publicidade, transparência e igualdade de acesso.

3. SISTEMÁTICA DO MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTE

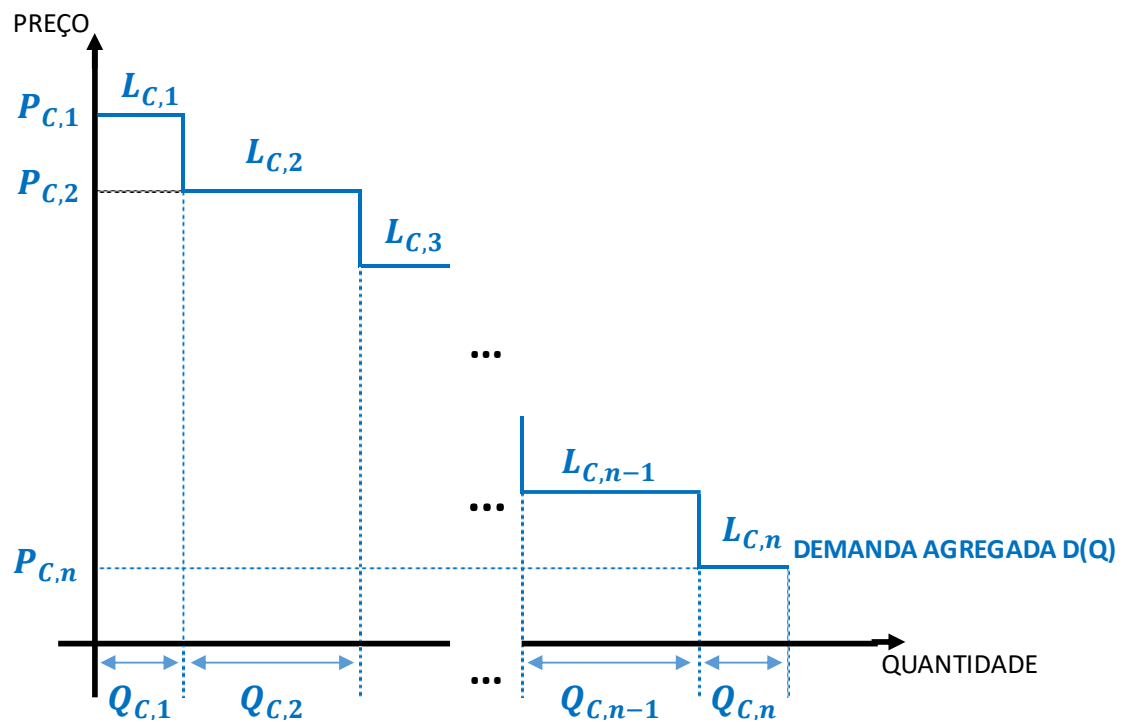
- 3.1 O MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTE será promovido pela CCEE, na forma descrita na nesta Resolução Normativa, nas Regras de Comercialização e no presente PROCEDIMENTO.
- 3.2 A negociação será realizada por PRODUTO, observando o estabelecido na presente SISTEMÁTICA.
- 3.3 O MECANISMO DE VENDA DE EXCEDENTE será promovido por meio eletrônico e o processamento da negociação será realizado após o encerramento do prazo para envio dos FORMULÁRIOS DE LANCE, para todos os PRODUTOS.



- 3.4 O LANCE DO COMPRADOR deve ser indicado via FORMULÁRIO DE LANCE contendo a quantidade de lotes que deseja adquirir, por SUBMERCADO, por TIPO DE ENERGIA e a qual PREÇO DE LANCE DO COMPRADOR.
- 3.5 O LANCE DO VENDEDOR deve ser indicado via FORMULÁRIO DE LANCE contendo a quantidade de lotes que deseja vender, por SUBMERCADO, por TIPO DE ENERGIA e a qual PREÇO DE LANCE DO VENDEDOR deseja vender a energia no submercado onde está localizada sua área de concessão.
- 3.6 O LANCE DO VENDEDOR e o LANCE DO COMPRADOR serão tratados como firmes e irrevogáveis, não passíveis de serem retirados.
- 3.7 Após a validação dos FORMULÁRIOS DE LANCE, haverá o processamento do MECANISMO.
- 3.8 Será executado prioritariamente o processamento do MECANISMO para os PRODUTOS com o TIPO DE ENERGIA convencional especial, em que os LANCES DO COMPRADOR de todos os TIPOS DE ENERGIA (convencional e convencional especial) serão considerados, e posteriormente para os PRODUTOS com TIPO DE ENERGIA convencional, considerando a demanda convencional remanescente.
- 3.9 Os LANCES DOS COMPRADORES válidos para cada um dos PRODUTOS são compostos pelo PC (Preço de Lance de Compra) e QC (Quantidade de Lance de Compra) e, após o período para envio, serão ordenados considerando o disposto no item 3.8 e os seguintes critérios:
- Preço de LANCE DO COMPRADOR em ordem decrescente;
 - No caso de empate, será considerada a ordem cronológica de envio do FORMULÁRIO DE LANCE.
- 3.10 A função $D(Q)$ agrega os LANCES DOS COMPRADORES ($L_{C,i}(P_{C,i}; Q_{C,i})$), ordenados, de acordo com os critérios do item 3.9, conforme ilustra a figura a seguir:

$$D(Q) = \begin{cases} P_{C,1}, & 0 < Q \leq \sum_{i=1}^1 Q_{C,i} \\ P_{C,2}, & \sum_{i=1}^1 Q_{C,i} < Q \leq \sum_{i=1}^2 Q_{C,i} \\ \dots & \dots \\ \dots & \dots \\ P_{C,i}, & \sum_{i=1}^{n-1} Q_{C,i} < Q \leq \sum_{i=1}^n Q_{C,i} \end{cases}$$

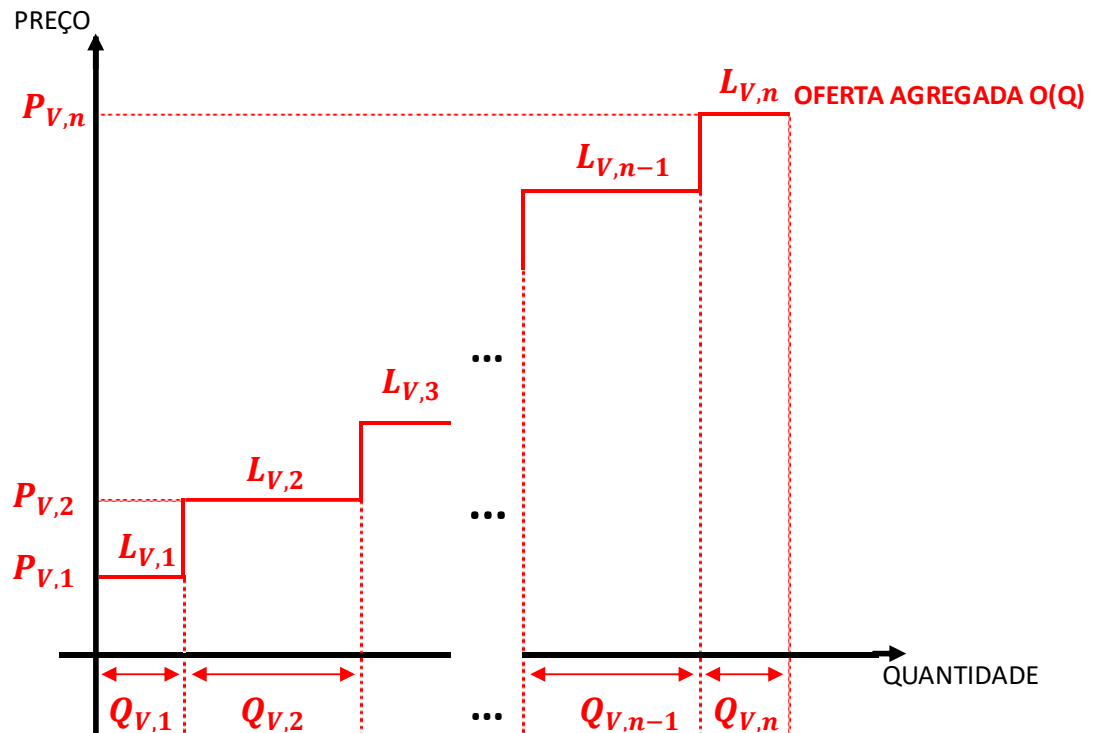




- 3.11 Os LANCES DOS VENDEDORES válidos para cada um dos PRODUTOS são compostos pelo PV (Preço de Lance de Venda) e QV (Quantidade de Lance de Venda) e após o período para envio, serão ordenados considerando os seguintes critérios:
- Preço de LANCE DO VENDEDOR em ordem crescente;
 - No caso de empate, será considerada a ordem cronológica de envio do FORMULÁRIO DE LANCE.
- 3.12 A função $O(Q)$ agrega os LANCES DOS VENDEDORES $(L_{V,i}(P_{V,i}; Q_{V,i}))$, ordenados, de acordo com os critérios do item 3.11, conforme ilustra a figura a seguir:

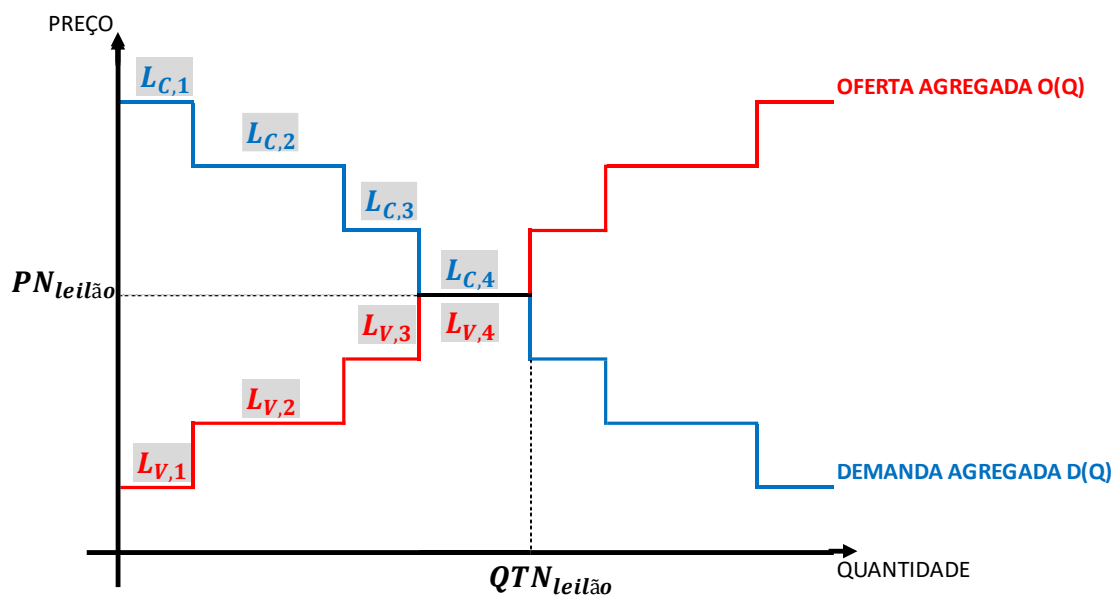


$$O(Q) = \begin{cases} P_{V,1}, & 0 < Q \leq \sum_{i=1}^1 Q_{V,i} \\ P_{V,2}, & \sum_{i=1}^1 Q_{V,i} < Q \leq \sum_{i=1}^2 Q_{V,i} \\ \dots & \dots \\ P_{V,n}, & \sum_{i=1}^{n-1} Q_{V,i} < Q \leq \sum_{i=1}^n Q_{V,i} \end{cases}$$

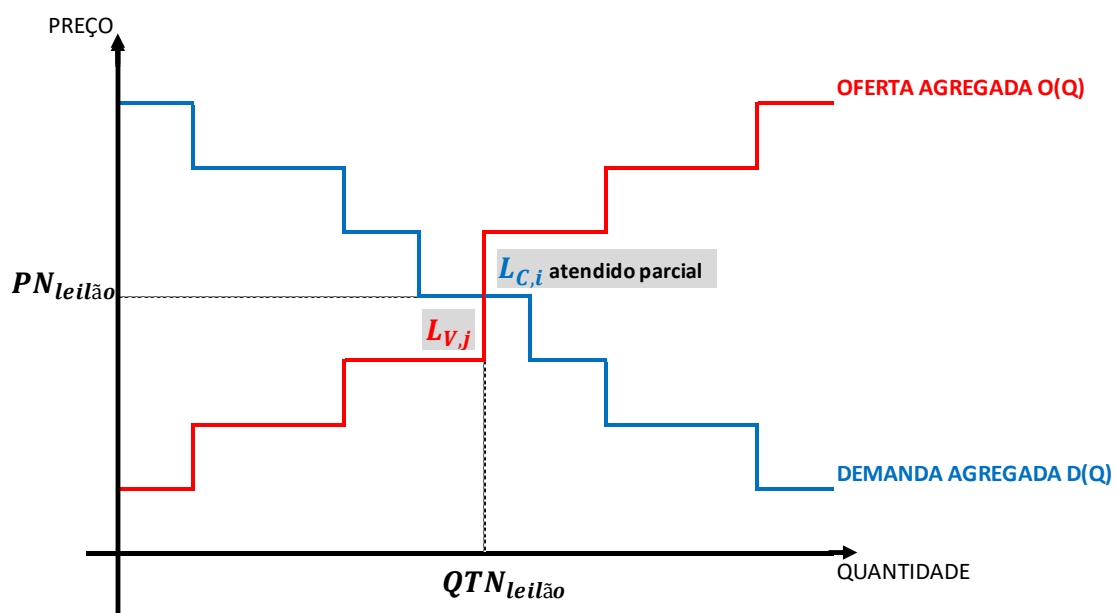


- 3.13 Após a determinação das curvas de oferta e demanda agregadas do MECANISMO, serão considerados como LOTES ATENDIDOS todos aqueles relativos a lances ordenados que respeitem a seguinte condição: $D(Q) \geq O(Q)$.



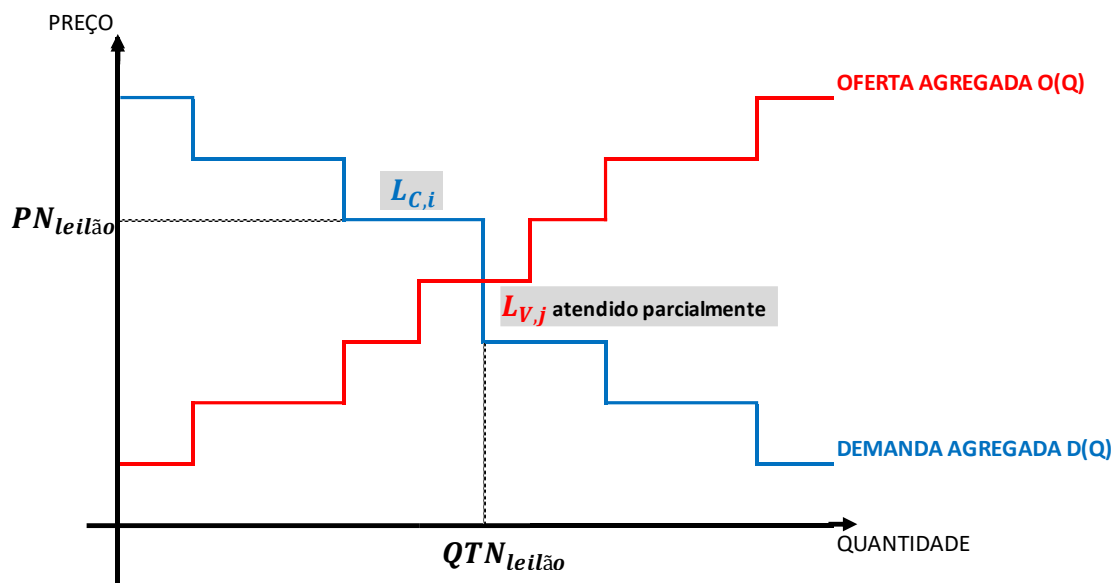


- 3.14 Todos os LANCES DOS VENDEDORES e COMPRADORES que se enquadrarem na regra de classificação serão atendidos. A QUANTIDADE TOTAL NEGOCIADA ($QTN_{mecanismo}$) será a maior quantidade que respeite a condição de atendimento indicada no item 3.13.
- 3.15 Caso o último LANCE DO COMPRADOR com LOTES ATENDIDOS ultrapasse a quantidade ofertada, para seu nível de preço, este será atendido apenas parcialmente em seu montante, conforme figura abaixo:



- 3.16 De maneira análoga, caso o último LANCE DO VENDEDOR com LOTES ATENDIDOS ultrapasse a quantidade demandada, para seu nível de preço, este será atendido apenas parcialmente em seu montante, conforme figura abaixo:





ANEXO I

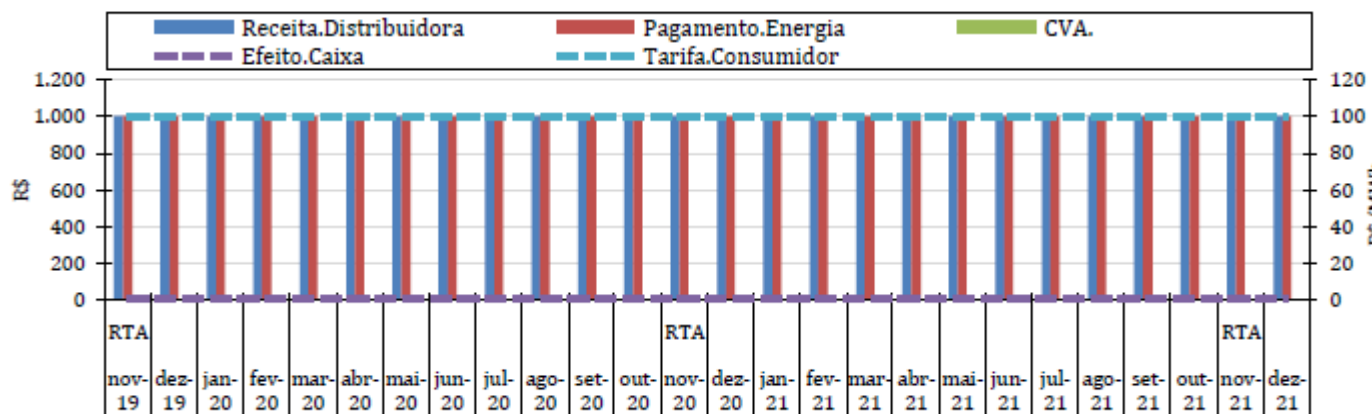
RELATÓRIO DE ANÁLISE DE CONTRIBUIÇÕES
CONSULTA PÚBLICA nº 37/2020
CONTRIBUIÇÕES 1 a 42

- Aceita
- Não aceita
- Parcialmente aceita

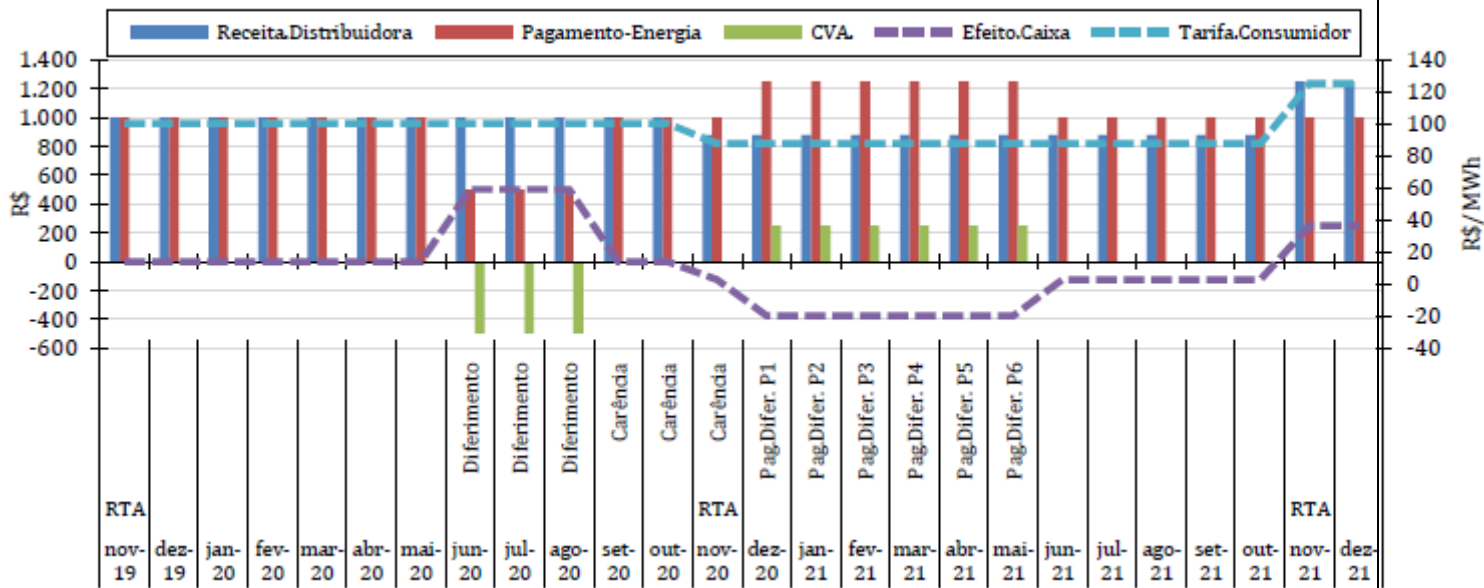
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
III.1 - MODULAÇÃO DE PAGAMENTOS RELATIVOS À COMPRA DE ENERGIA DAS DISTRIBUIDORAS				
1	ABEEÓLIC A	<p>Concorda com a implementação do Mecanismo Centralizado com Múltiplos Vendedores para o mecanismo de diferimento do pagamento de contratos regulados.</p> <p>Justificativa: <i>“Primeiramente, no que compete ao mecanismo de diferimento do pagamento de contratos regulados proposto na presente CP, a ABEEólica manifesta a sua concordância com a alternativa sugerida por esta Agência Reguladora, relativa ao item III.1.1.3 – MECANISMO CENTRALIZADO COM MÚLTIPLOS VENDEDORES, por entendermos que ela confere maior autonomia às partes quanto aos produtos ofertados, além de não onerar os consumidores.”</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.
2	ABRACEE L	<p>A associação fez o seguinte resumo das propostas apresentadas.</p> <p>“Resumo (...) - Em respeito aos contratos, o mecanismo de diferimento no pagamento de CCEARs deve ser totalmente voluntário, sem repasse tarifário aos consumidores; (...)”</p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>Justificativa:</u> “Diferimento dos CCEARs <i>Também corroboramos com a visão da área técnica de que a proposta de mecanismo voluntário de diferimento no pagamento de CCEARs pode ser uma ferramenta útil às distribuidoras na gestão de seus fluxos de caixa e atrativa para as demais contrapartes.</i> <i>Essa possibilidade de negociação, inclusive, constou de um estudo da Consultoria PSR contratado pela Abraceel, em conjunto com outras cinco associações (Abiape, Abrace, Abradee, Apine e Abragel), que propôs um conjunto de soluções de consenso para mitigar os impactos negativos da pandemia do Covid-19. Nesse estudo, o respeito aos contratos é premissa basilar, necessária para assegurar a segurança jurídica e a estabilidade regulatória do setor.</i> <i>Assim, e em linha com as propostas de consenso apresentadas pela PSR, entendemos que o mecanismo selecionado para realização do diferimento do pagamento dos contratos regulados deve ser totalmente voluntário, em respeito aos contratos já negociados, e sem repasse tarifário dos custos aos consumidores cativos, dada a natureza bilateral das negociações.”</i></p>		
3	ABRADEE	<p>A associação entende que deve ser repassado o custo do diferimento, independente do modelo proposto.</p> <p><u>Justificativa:</u> “2. Diferimento de Contratos Regulados e Componentes Financeiros das Tarifas <i>A Nota Técnica nº 64/2020-SRM/ANEEL – NT menciona, em seu item 30, que:</i></p> <p>30. Por fim, dado que a participação da distribuidora nesse mecanismo é compulsória, entende-se que o custo da operação (taxa de remuneração dos geradores) deverá ser repassado às tarifas dos consumidores cativos na proporção da parcela que o risco esteja alocado a eles (limite regulatório e sobrecontratação involuntária).</p> <p><i>Desta maneira, entendemos que o comando de repassar às tarifas a parcela proporcional na qual o risco cabe aos consumidores já delimita a parte tida como incontroversa para repasse e, entende-se que, por</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<i>coerência, tal previsão deveria estar contida em qualquer dos 3 modelos propostos uma vez que esses custos serão resultantes de um processo competitivo e centralizado, conduzido pela CCEE, com possibilidade de definição de um valor teto pelo própria Agência. Além disso, lembramos que os valores a serem diferidos são para garantir a higidez da cadeia produtiva do setor como um todo frente aos impactos da pandemia, é adequado considerar o repassa as tarifas dos custos”</i>		
4	ABRADEE	<p>A associação entende que o diferimento não deve impactar o cálculo da CVA, para que não seja capturado nos reajustes tarifários, para não impactar o fluxo de caixa das distribuidoras.</p> <p>Justificativa: <i>“Adicionalmente, como esta Nota Técnica não menciona possíveis reflexos do processo de diferimento na apuração da CVA, torna-se prudente reportar ao Regulador alguns aspectos visando evitar impactos não desejados no caixa dos agentes, bem como distorções no cálculo dos Componentes Financeiros das Tarifas.</i></p> <p>2.1 Dos impactos indesejados no caixa das distribuidoras <i>Ainda que a proposta de diferimento apresentada pela ANEEL possa ser vista como uma alternativa de curto prazo para mitigar os efeitos da redução de caixa percebidos pelas distribuidoras, faz-se necessário sinalizar que, para situações específicas, essa postergação de pagamentos pode ter reflexos indesejados no caixa das empresas.</i> <i>Para demonstrar esse fato, considerou-se análise a partir de cenário hipotético simplificado¹ com a finalidade exclusiva de conhecer de forma isolada possíveis efeitos que os diferimentos possam causar no caixa dos Agentes de Distribuição.</i> <i>As premissas consideradas em nossa análise são:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Existência de um único CCEAR com suprimento mensal constante em 10,00 MWh;</i> <i>2. Mercado consumidor constante de 10,00 MWh/mês;</i> <i>3. Mercado de Referência igual do Mercado Real;</i> <i>4. Energia Requerida Regulatória idêntica à Energia Real – as perdas foram desprezadas;</i> <i>5. Tarifa Média de Cobertura – TMC idêntica ao preço do CCEAR (R\$ 100,00/MWh);</i> <i>6. Tarifa aplicada ao consumidor refletindo apenas o custo com a compra de energia;</i> 	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>7. Inflação e Selic nulas (0%);</p> <p>8. Data dos Processos Tarifários: 01 de novembro de cada ano;</p> <p>9. Concessão não renovada, logo não há Neutralidade de Mercado para a energia.</p> <p>A Figura 1 apresenta o cenário hipotético cujas premissas foram mencionadas anteriormente e que é a base desta análise – como o preço do CCEAR é igual à TMC, ao mesmo passo em que os montantes de energia regulatório e real são idênticos, o valor de CVA é R\$ 0,00. De forma semelhante, o efeito isolado desses componentes no caixa da distribuidora também é nulo, pois, a empresa possui receita mensal associada à venda de energia de R\$ 1.000,00 (10,00 MWh Energia Faturada × R\$ 100,00/MWh de Tarifa Consumidor) frente ao mesmo valor de pagamento (10,00 MWh de Suprimento CCEAR × R\$ 100,00/MWh de Preço CCEAR).</p> <p style="text-align: center;">Figura 1 – Cenário Hipotético Basal</p>  <p>A Figura 2 apresenta um cenário aplicando-se diferimento de 50% no valor da compra de energia para os meses de junho a agosto de 2020, cujos pagamentos seriam realizados com carência de 3 meses e em 6 parcelas. Seus efeitos são:</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<ul style="list-style-type: none"> • Incremento n caixa pelo período de junho a agosto de 2020 devido ao diferimento dos pagamentos; • Registro de CVA Passiva devido ao processo de diferimento; • Redução da Tarifa do Consumidor no RTA/2020 decorrentes da apuração de CVA Passiva a partir de 1º de novembro; • Impacto significativo no caixa da empresa para todo o período de apuração do RTA/2021 cujos efeitos são agravados entre os meses de dez/2020 à maio/2021 em função do pagamento dos valores de compra de energia diferidos em 2020; • Esse efeito do diferimento só iria se ajustar na aplicação do RTA/2021. <p style="text-align: center;">Figura 2 – Cenário de Diferimento (com distorção na CVA)</p> 		

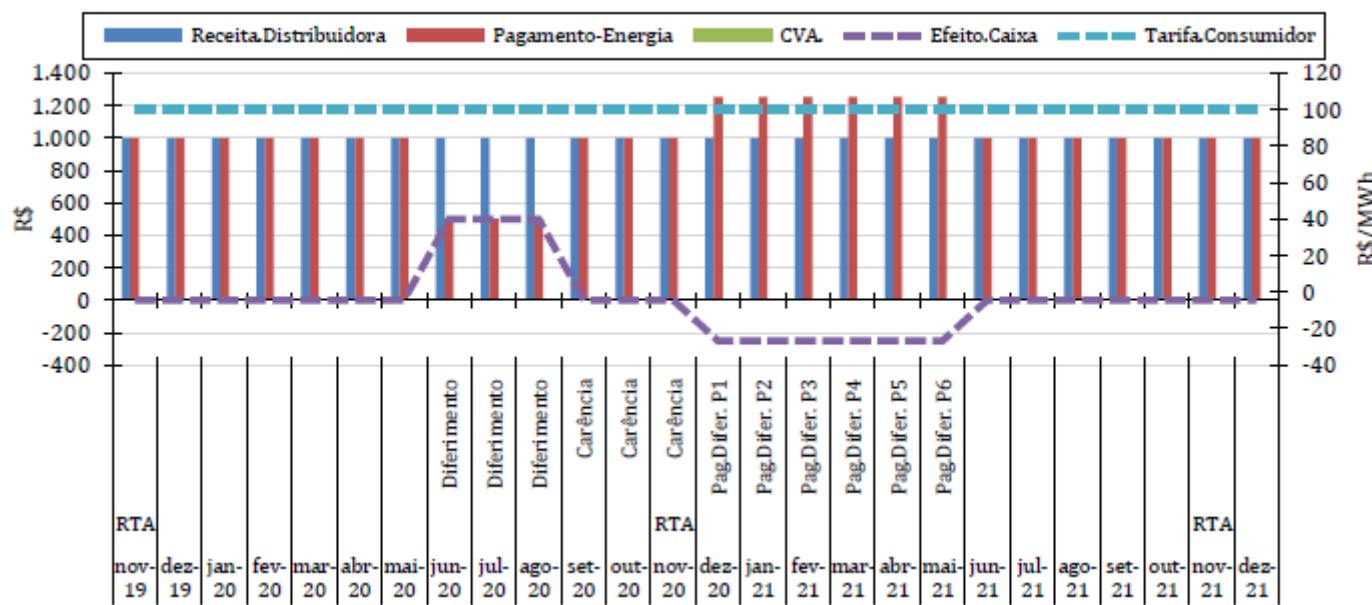
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																																																				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																																																
		<p><i>Conforme demonstrado anteriormente, o cenário de diferimento refletiu em uma CVA Passiva, uma vez que, pela metodologia de apuração vigente, como o pagamento não foi realizado, a concessionária devolve a TMC para o consumidor. Com a inclusão dessa CVA passiva no processo tarifário de 2020, houve a redução das tarifas no mesmo momento em que a empresa deveria quitar ao gerador os valores postergados, ou seja, essa alternativa refletiu em uma CVA que não existiria em condições normais e que ao ser somada ao pagamento mensal da compra de energia acrescido do valor diferido podem impactar de forma significativa o caixa dos agentes.</i></p> <p><i>A distorção mencionada pode ser visualizada nas Tabelas 1 e 2 – enquanto a primeira tabela demonstra o cenário sem diferimento, a segunda apresenta a postergação com efeitos em 2 momentos:</i></p> <p><i>(i) CVA Passiva quando do diferimento (jun a ago/2020); e</i></p> <p><i>(ii) CVA Ativa quando do pagamento do valor postergado (dez/2020 a mai/2021).</i></p> <p style="text-align: center;">Tabela 1 – Cenário de pagamento (sem diferimento)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Comp.</th> <th>Parcela</th> <th>Venc.</th> <th>Energia</th> <th>Preço CCEAR</th> <th>Pagamento</th> <th>TMC</th> <th>CVA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>jun-20</td> <td>P.1</td> <td>15/07/20</td> <td>3,33 MWh</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 333,33</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 0,00</td> </tr> <tr> <td>jun-20</td> <td>P.2</td> <td>25/07/20</td> <td>3,33 MWh</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 333,33</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 0,00</td> </tr> <tr> <td>jun-20</td> <td>P.3</td> <td>05/08/20</td> <td>3,33 MWh</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 333,33</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 0,00</td> </tr> <tr> <td>jul-20</td> <td>P.1</td> <td>15/08/20</td> <td>3,33 MWh</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 333,33</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 0,00</td> </tr> <tr> <td>jul-20</td> <td>P.2</td> <td>25/08/20</td> <td>3,33 MWh</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 333,33</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 0,00</td> </tr> <tr> <td>jul-20</td> <td>P.3</td> <td>05/09/20</td> <td>3,33 MWh</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 333,33</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 0,00</td> </tr> <tr> <td>ago-20</td> <td>P.1</td> <td>15/09/20</td> <td>3,33 MWh</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 333,33</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 0,00</td> </tr> <tr> <td>ago-20</td> <td>P.2</td> <td>25/09/20</td> <td>3,33 MWh</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 333,33</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 0,00</td> </tr> <tr> <td>ago-20</td> <td>P.3</td> <td>05/10/20</td> <td>3,33 MWh</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 333,33</td> <td>R\$ 100/MWh</td> <td>R\$ 0,00</td> </tr> </tbody> </table>	Comp.	Parcela	Venc.	Energia	Preço CCEAR	Pagamento	TMC	CVA	jun-20	P.1	15/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jun-20	P.2	25/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jun-20	P.3	05/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	P.1	15/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	P.2	25/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	P.3	05/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	P.1	15/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	P.2	25/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	P.3	05/10/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00		
Comp.	Parcela	Venc.	Energia	Preço CCEAR	Pagamento	TMC	CVA																																																																													
jun-20	P.1	15/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																													
jun-20	P.2	25/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																													
jun-20	P.3	05/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																													
jul-20	P.1	15/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																													
jul-20	P.2	25/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																													
jul-20	P.3	05/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																													
ago-20	P.1	15/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																													
ago-20	P.2	25/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																													
ago-20	P.3	05/10/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																													

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																																																																																																																								
Tabela 2 – Cenário de pagamento (com diferimento e sem ajuste)																																																																																																																																																												
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Comp.</th> <th>Parcela</th> <th>Venc.</th> <th>Energia</th> <th>Preço CCEAR</th> <th>Pagamento</th> <th>TMC</th> <th>CVA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>jun-20</td><td>P.1</td><td>15/07/20</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>-R\$ 166,67</td></tr> <tr><td>jun-20</td><td>P.2</td><td>25/07/20</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>-R\$ 166,67</td></tr> <tr><td>jun-20</td><td>P.3</td><td>05/08/20</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>-R\$ 166,67</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>P.1</td><td>15/08/20</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>-R\$ 166,67</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>P.2</td><td>25/08/20</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>-R\$ 166,67</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>P.3</td><td>05/09/20</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>-R\$ 166,67</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>P.1</td><td>15/09/20</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>-R\$ 166,67</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>P.2</td><td>25/09/20</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>-R\$ 166,67</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>P.3</td><td>05/10/20</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>-R\$ 166,67</td></tr> </tbody> </table>	Comp.	Parcela	Venc.	Energia	Preço CCEAR	Pagamento	TMC	CVA	jun-20	P.1	15/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67	jun-20	P.2	25/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67	jun-20	P.3	05/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67	jul-20	P.1	15/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67	jul-20	P.2	25/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67	jul-20	P.3	05/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67	ago-20	P.1	15/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67	ago-20	P.2	25/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67	ago-20	P.3	05/10/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67																																																																										
Comp.	Parcela	Venc.	Energia	Preço CCEAR	Pagamento	TMC	CVA																																																																																																																																																					
jun-20	P.1	15/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67																																																																																																																																																					
jun-20	P.2	25/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67																																																																																																																																																					
jun-20	P.3	05/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67																																																																																																																																																					
jul-20	P.1	15/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67																																																																																																																																																					
jul-20	P.2	25/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67																																																																																																																																																					
jul-20	P.3	05/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67																																																																																																																																																					
ago-20	P.1	15/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67																																																																																																																																																					
ago-20	P.2	25/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67																																																																																																																																																					
ago-20	P.3	05/10/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67																																																																																																																																																					
		Pagamento do Diferimento incluído no Fluxo de Pagamentos Futuros																																																																																																																																																										
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Comp.</th> <th>Parcela</th> <th>Venc.</th> <th>Energia</th> <th>Preço</th> <th>Valor</th> <th>TMC</th> <th>CVA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>dez-20</td><td>P.1</td><td>15/01/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>dez-20</td><td>P.2</td><td>25/01/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>dez-20</td><td>P.3</td><td>05/02/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>jan-21</td><td>P.1</td><td>15/02/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>jan-21</td><td>P.2</td><td>25/02/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>jan-21</td><td>P.3</td><td>05/03/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>fev-21</td><td>P.1</td><td>15/03/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>fev-21</td><td>P.2</td><td>25/03/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>fev-21</td><td>P.3</td><td>05/04/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>mar-21</td><td>P.1</td><td>15/04/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>mar-21</td><td>P.2</td><td>25/04/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>mar-21</td><td>P.3</td><td>05/05/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>abr-21</td><td>P.1</td><td>15/05/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>abr-21</td><td>P.2</td><td>25/05/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>abr-21</td><td>P.3</td><td>05/06/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>mai-21</td><td>P.1</td><td>15/06/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>mai-21</td><td>P.2</td><td>25/06/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> <tr><td>mai-21</td><td>P.3</td><td>05/07/21</td><td>3,33 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 416,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td></tr> </tbody> </table>	Comp.	Parcela	Venc.	Energia	Preço	Valor	TMC	CVA	dez-20	P.1	15/01/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	dez-20	P.2	25/01/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	dez-20	P.3	05/02/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	jan-21	P.1	15/02/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	jan-21	P.2	25/02/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	jan-21	P.3	05/03/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	fev-21	P.1	15/03/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	fev-21	P.2	25/03/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	fev-21	P.3	05/04/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	mar-21	P.1	15/04/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	mar-21	P.2	25/04/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	mar-21	P.3	05/05/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	abr-21	P.1	15/05/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	abr-21	P.2	25/05/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	abr-21	P.3	05/06/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	mai-21	P.1	15/06/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	mai-21	P.2	25/06/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	mai-21	P.3	05/07/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
Comp.	Parcela	Venc.	Energia	Preço	Valor	TMC	CVA																																																																																																																																																					
dez-20	P.1	15/01/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
dez-20	P.2	25/01/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
dez-20	P.3	05/02/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
jan-21	P.1	15/02/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
jan-21	P.2	25/02/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
jan-21	P.3	05/03/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
fev-21	P.1	15/03/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
fev-21	P.2	25/03/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
fev-21	P.3	05/04/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
mar-21	P.1	15/04/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
mar-21	P.2	25/04/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
mar-21	P.3	05/05/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
abr-21	P.1	15/05/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
abr-21	P.2	25/05/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
abr-21	P.3	05/06/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
mai-21	P.1	15/06/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
mai-21	P.2	25/06/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
mai-21	P.3	05/07/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33																																																																																																																																																					
		<p><i>Como alternativa para mitigação desse efeito indesejado, sugere-se aplicação de critério específico para a apuração da CVA em função dos valores diferidos considerando o montante de suprimento de energia mensal proporcional aos valores dos pagamentos realizados. Esse critério mantém de forma correta a</i></p>																																																																																																																																																										

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																																																																																																																																																																																																				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																																																																																																																																																																																																
		<p><i>alocação de todas as variáveis envolvidas sem causar distorções na CVA e, conseqüentemente, nas tarifas. A Tabela 3 apresenta essa proposta de forma prática.</i></p> <p style="text-align: center;">Tabela 3 – Cenário de pagamento (com diferimento e com ajuste)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Comp.1</th> <th>Parcela</th> <th>Venc.</th> <th>Energia</th> <th>Preço CCEAR</th> <th>Pagamento</th> <th>TMC</th> <th>CVA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>jun-20</td><td>P.1</td><td>15/07/20</td><td>1,67 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jun-20</td><td>P.2</td><td>25/07/20</td><td>1,67 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jun-20</td><td>P.3</td><td>05/08/20</td><td>1,67 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jun-20</td><td>Par.Dif.1</td><td>15/01/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jun-20</td><td>Par.Dif.2</td><td>25/01/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jun-20</td><td>Par.Dif.3</td><td>05/02/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jun-20</td><td>Par.Dif.4</td><td>15/02/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jun-20</td><td>Par.Dif.5</td><td>25/02/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jun-20</td><td>Par.Dif.6</td><td>05/03/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>P.1</td><td>15/08/20</td><td>1,67 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>P.2</td><td>25/08/20</td><td>1,67 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>P.3</td><td>05/09/20</td><td>1,67 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>Par.Dif.1</td><td>15/03/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>Par.Dif.2</td><td>25/03/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>Par.Dif.3</td><td>05/04/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>Par.Dif.4</td><td>15/04/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>Par.Dif.5</td><td>25/04/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>Par.Dif.6</td><td>05/05/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>P.1</td><td>15/09/20</td><td>1,67 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>P.2</td><td>25/09/20</td><td>1,67 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>P.3</td><td>05/10/20</td><td>1,67 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 166,67</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>Par.Dif.1</td><td>15/05/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>Par.Dif.2</td><td>25/05/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>Par.Dif.3</td><td>05/06/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>Par.Dif.4</td><td>15/06/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>Par.Dif.5</td><td>25/06/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> <tr><td>ago-20</td><td>Par.Dif.6</td><td>05/07/21</td><td>0,83 MWh</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 83,33</td><td>R\$ 100/MWh</td><td>R\$ 0,00</td></tr> </tbody> </table>	Comp.1	Parcela	Venc.	Energia	Preço CCEAR	Pagamento	TMC	CVA	jun-20	P.1	15/07/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jun-20	P.2	25/07/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jun-20	P.3	05/08/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jun-20	Par.Dif.1	15/01/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jun-20	Par.Dif.2	25/01/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jun-20	Par.Dif.3	05/02/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jun-20	Par.Dif.4	15/02/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jun-20	Par.Dif.5	25/02/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jun-20	Par.Dif.6	05/03/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	P.1	15/08/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	P.2	25/08/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	P.3	05/09/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	Par.Dif.1	15/03/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	Par.Dif.2	25/03/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	Par.Dif.3	05/04/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	Par.Dif.4	15/04/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	Par.Dif.5	25/04/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	jul-20	Par.Dif.6	05/05/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	P.1	15/09/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	P.2	25/09/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	P.3	05/10/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	Par.Dif.1	15/05/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	Par.Dif.2	25/05/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	Par.Dif.3	05/06/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	Par.Dif.4	15/06/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	Par.Dif.5	25/06/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	ago-20	Par.Dif.6	05/07/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00		
Comp.1	Parcela	Venc.	Energia	Preço CCEAR	Pagamento	TMC	CVA																																																																																																																																																																																																																													
jun-20	P.1	15/07/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jun-20	P.2	25/07/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jun-20	P.3	05/08/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jun-20	Par.Dif.1	15/01/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jun-20	Par.Dif.2	25/01/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jun-20	Par.Dif.3	05/02/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jun-20	Par.Dif.4	15/02/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jun-20	Par.Dif.5	25/02/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jun-20	Par.Dif.6	05/03/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jul-20	P.1	15/08/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jul-20	P.2	25/08/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jul-20	P.3	05/09/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jul-20	Par.Dif.1	15/03/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jul-20	Par.Dif.2	25/03/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jul-20	Par.Dif.3	05/04/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jul-20	Par.Dif.4	15/04/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jul-20	Par.Dif.5	25/04/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
jul-20	Par.Dif.6	05/05/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
ago-20	P.1	15/09/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
ago-20	P.2	25/09/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
ago-20	P.3	05/10/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
ago-20	Par.Dif.1	15/05/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
ago-20	Par.Dif.2	25/05/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
ago-20	Par.Dif.3	05/06/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
ago-20	Par.Dif.4	15/06/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
ago-20	Par.Dif.5	25/06/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													
ago-20	Par.Dif.6	05/07/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00																																																																																																																																																																																																																													

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Cabe destacar que a proposta anterior seria análoga à metodologia já utilizada pela SGT descrita nos parágrafos 119 e 120 do submódulo 4.2 dos PRORETS e aplicada no cálculo da CVA-Energia para a Receita de Venda dos Contratos:</i></p> <p><i>“119. Para CCEAR na modalidade disponibilidade o preço é obtido por meio da relação entre o somatório das despesas associadas das n parcelas do contrato “n”, no mês de apuração “n”, e o valor de energia associada à despesa, Q_m conforme fórmula a seguir:</i></p> $P_{e,m} = \frac{(\sum_N Pn_RV_{e,m} + AJ_{PN_RV_{e,m}}) + TRESS_{e,m} + ECD_{e,m}}{QM_{e,m}} \quad (39)$ <p><i>onde:</i> <i>TRESS_{e,m}: total de ressarcimentos do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”;</i> <i>ECD_{e,m}: efeitos de disponibilidade do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”</i> <i>Pn_RV_{e,m}: receita de venda calculada em até três parcelas, sendo “n” a parcela da receita do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”; e</i> <i>AJ_Pn_RV_{e,m}: ajuste da receita de venda calculado em até três parcelas, sendo “n” a parcela do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”.</i></p> <p><i>120. A partir do preço calculado conforme §119, excluídos TRESS_{e,m} e ECD_{e,m} obtém-se a distribuição dos montantes por parcela”:</i></p> $QM_PN_{e,m} = \frac{\sum_N Pn_RV_{e,m} + AJ_PN_RV_{e,m}}{P_{e,m}} \quad (40)$ <p><i>onde:</i> <i>QM_PN_{e,m}: quantidade de energia associada à parcela N que pertence o mês “m”.</i></p> <p><i>Cumpra enfatizar que o objetivo da proporcionalização do MWh sugerido anteriormente é garantir que o preço médio da compra de energia não seja alterado provocando distorções na CVA. De forma semelhante, essa ponderação do volume de energia também é realizada para os contratos de Quantidade quando, por exemplo, a data de vencimento de parcela(s) de uma determinada competência ocorre após a data de corte aplicada na apuração do processo tarifário.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>O resultado da alternativa proposta anteriormente pode ser visualizado na Figura 3. Nota-se que as distorções de CVA e Tarifas mencionadas anteriormente foram neutralizadas.</i></p> <p>Figura 4 – Cenário de Diferimento (sem distorção na CVA)</p>  <p>(...)</p> <p>2.3. Da necessidade de não se alterar as competências</p> <p><i>Objetivando ainda evitar distorções indesejadas na apuração da CVA, é oportuno reforçar à ANEEL que a competência de origem dos valores a serem diferidos deve ser preservada, ou seja, em que pese o deslocamento temporal de pagamentos, ou ainda de suas parcelas, o “fato gerador” dessas obrigações, isto é, o montante de energia a ser entregue, não será alterado.</i></p> <p>(...)</p> <p>7. Conclusões</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Dado o exposto acima, a ABRADDEE registra suas contribuições ao presente processo, a começar pelo mecanismo de diferimento de contratos regulados. Em relação ao proposto pela NT Técnica 64/2020 para este item, sugere-se:</i></p> <p><i>a) Aplicação de critério específico para a apuração da CVA em função dos valores diferidos considerando o montante de suprimento de energia mensal proporcional aos valores dos pagamentos realizados;</i></p> <p><i>b) Conceder preferência às propostas de diferimento que sejam opcionais aos agentes permitindo à cada empresa analisar suas alternativas, bem como definir suas estratégias, uma vez que a obrigatoriedade da postergação de pagamento tende a impactar de formas distintas os agentes de distribuição;</i></p> <p><i>c) Sem prejuízos às contribuições anteriores, caso opte-se por aplicar a Alternativa 1 –” torna-se necessário considerar que o custo financeiro da operação de diferimento, isto é, a remuneração a ser paga pelas distribuidoras aos geradores, que será repassado às tarifas, não faz parte do preço de contratação de energia. Sugere-se, portanto, que o cômputo desse custo seja realizado de maneira análoga ao estabelecido na “CVA Método Tipo 3: Ajustes Financeiros” – cita-se trecho do Submódulo 4.2 do PRORET.</i></p> <p><i>d) Garantir que relatórios divulgados pela CCEE que atualmente apresentam o total da Receita Fixa e Ajustes sejam adaptados para apresentar também de forma distinta os valores relativos às operações de diferimento ou suspensão realizadas.”</i></p>		
5	ABRADEE	<p>A associação entende que o custo do diferimento, o qual eles entendem que deve ser repassado às tarifas, não deve fazer parte do preço de contratação de energia.</p> <p><u>Justificativa:</u> “2.2. Das distorções no cálculo do PMIX <i>Sem prejuízo da contribuição realizada anteriormente, mas considerando eventual aplicação da Alternativa 1 – “comprador único com participação compulsória de todas as distribuidoras” – torna-se necessário considerar que o custo financeiro da operação de diferimento, isto é, a remuneração a ser paga</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>pelas distribuidoras aos geradores, que será repassado às tarifas, não faz parte do preço de contratação de energia, e, por consequência, não pode ser capturado pela “CVA Método Tipo 2: Variação de Preços”.</i></p> <p><i>Como alternativa, sugere-se que o cômputo desse custo seja realizado de maneira análoga ao estabelecido na “CVA Método Tipo 3: Ajustes Financeiros” – cita-se trecho do Submódulo 4.2 dos PRORETS:</i></p> <p><i>“Método Tipo 3: Ajustes Financeiros.</i></p> <p><i>O Método 3 é empregado quando ocorrem alterações de valores de despesas e não houverem variações de quantidades de potência ou de energia, sendo as coberturas relativas a competências já consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores, mas que, pelo regime de caixa, o ajuste financeiro se deu em data pertencente ao período de apuração da CVA 5º dia útil.</i></p> <p><i>Por este método, o saldo da CVA é obtido por meio da apuração dos valores dos ajustes financeiros, em R\$, na data de pagamento ou recebimento, acrescidos da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.</i></p> <p><i>O Método 3 pode ser utilizado para todos os itens da Parcela A de que trata o parágrafo 5 deste Submódulo, quando ocorrerem ajustes financeiros relativos a competências consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores”. (Grifou-se).</i></p>		
6	ABRADEE	<p>A associação solicita que a CCEE aprimore os relatórios a serem divulgados por ocasião do diferimento de pagamentos de contratos.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p><i>“2.4 Dos dados e relatórios a serem divulgados</i></p> <p><i>Qualquer que seja a opção a ser aprovada, sugerimos que os relatórios divulgados pela CCEE que atualmente apresentam o total da Receita Fixa e Ajustes sejam adaptados para apresentar também de forma distinta os valores relativos às operações de diferimento ou suspensão realizadas, sendo eles: valor da receita diferida, valor da receita diferida residual, valor da parcela diferida que será liquidada, valor da atualização monetária da parcela que será liquidada, tais informações são fundamentais para a correta alocação dos valores nos processos de reajuste tarifário.</i></p> <p><i>Abaixo detalhamos os ajustes necessários, por relatórios:</i></p> <p><i>Quando do diferimento da Receita:</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Relatórios de “divulgação de Receita Fixa” (3 Preliminar e 7 Final) acrescentar colunas com informações referentes à:</i> <ul style="list-style-type: none"> i) <i>Receita Fixa Diferida da respectiva competência e;</i> ii) <i>Receita Fixa Residual da respectiva competência.</i> Quando do pagamento das parcelas diferidas, após o período de carência: • <i>Relatórios de “detalhamento de ajustes” (14B Preliminar e 14D Final) acrescentar colunas com informações referentes à:</i> <ul style="list-style-type: none"> i) <i>Valor da parcela diferida a ser liquidada e respectiva competência;</i> ii) <i>Valor da atualização monetária da referida parcela a ser liquidada e respectiva competência;</i> iii) <i>Valor residual da Receita Diferida, deduzida das parcelas já liquidadas.”</i> 		
7	ABRAGEL	<p>A associação sugere que sejam definidos os desdobramentos tarifários do mecanismo de diferimento de pagamentos.</p> <p><u>Justificativa:</u> <i>“Embora não seja sua área de atuação, a ABRAGEL tem ciência de que o equacionamento da saúde financeira das distribuidoras é de suma importância, pois assegura a sustentabilidade do setor elétrico como um todo, em especial do Ambiente de Contratação Regulada, em que os agentes de geração firmam contratos de energia com as próprias distribuidoras. Nesse aspecto, é louvável que as propostas apresentadas por essa Agência sejam pautadas pela manutenção da estabilidade jurídica e regulatória e pelo respeito às cláusulas contratuais dos CCEARs firmados, premissas fundamentais defendidas pela ABRAGEL. Sem prejuízo, consideramos importante que as ações de negociação bilateral entre os agentes sejam facultativas, desde que ocorram em conformidade com condições previamente estabelecidas por essa Agência e de forma consensual entre as partes.</i> <i>A fim de tornar mais efetiva a proposta para adesão das distribuidoras nos mecanismos de diferimento apresentados, objeto desta Consulta Pública, de modo geral parece-nos necessário avaliar seus respectivos desdobramentos nos processos tarifários das distribuidoras, a fim de estimular a maior quantidade possível de negociações. (...)”</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
8	ABRAGET	<p>A associação alerta para a necessidade de tratamento da situação das usinas térmicas cujos contratos regulados se encerram nos próximos anos.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p><i>“1. O primeiro lugar, a ABRAGET reconhece que o problema da sobrecontratação das Distribuidoras de energia elétrica se agravou com a crise causada pela pandemia do COVID-19. As formas sugeridas nesta Consulta Pública são a proposta de desenvolvimento de novo mecanismo para o diferimento total e/ou parcial das Receitas Fixas oriundas de CCEARs, a possibilidade de descontratação de usinas de baixa performance e o aprimoramento de mecanismos existentes de descontratação (Ex. MCSD), aproveitando-se do fato dos termos dos contratos de termelétricas, principalmente as de CVUs mais elevados.</i></p> <p><i>2. No entendimento da ABRAGET, o problema da sobrecontratação das Distribuidoras transcende um pouco da questão de redução dos contratos. As termelétricas de CVUs elevados, e até mesmo médios, possuem Receitas Fixas bem menores do que os seus respectivos CVUs e, basicamente, o repasse tarifário, em ocorrendo de comum acordo, só seria realizado em cima destas Receitas Fixas.</i></p> <p><i>3. Por outro lado, preocupa a ABRAGET o fato de que algumas propostas em discussões no mercado estão indo no sentido de que as termelétricas, principalmente as de CVU elevados, e que terão seus contratos encerrados a partir de 2023, possam antecipar o fim de seus respectivos contratos e que sejam substituídas por fontes renováveis. A justificativa simples para propostas como estas seria somente a questão de redução de custos para as Distribuidoras.</i></p> <p><i>4. Na opinião da ABRAGET, a antecipação do vencimento dos contratos das termelétricas em fim de contrato deve ser fruto de diálogo e, seja qual for a medida adotada, entendemos que a segurança jurídica dos contratos deve ser preservada.</i></p> <p><i>5. Além do mais, os custos para descontratar estas termelétricas em relação ao pagamento dos custos fixos evitados futuros (pagamento das Receitas Fixas) seriam uma antecipação de despesa a mais para os consumidores em um momento de aumento tarifário devido a conta COVID-19. Em outras palavras, a conta COVID-19 irá aumentar a tarifa futura dos consumidores cativos e, além disso, teríamos mais este pagamento adicional (custo associado a descontratação antecipada), o que aumentaria ainda mais as tarifas dos consumidores cativos nos próximos anos.</i></p>	Não aceita	Ver seção III.2.5.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>6. Em resumo, a proposta de descontratar antecipadamente as termelétricas é tentar resolver um problema de economia no ACR e que, pelas razões expostas acima, poderá nem ser ter o resultado esperado. Além disso, e mais importante, é que o SIN ficaria com uma segurança elétrica bastante prejudicada.</p> <p>7. O problema real, e que ainda não houve proposta concreta para a sua solução, é o fim dos CCEARs das termelétricas e que a desmobilização destes geradores será uma realidade, caso nada seja realizado. As térmicas serão desmobilizadas uma vez que não terão nenhuma garantia de receita para cobrir os custos fixos de O&M, CUST e CCT, manutenção do estoque/contrato de combustível. Ou seja, a descontração, com antecipação ou não, vai levar ao descomissionamento destas usinas térmicas.</p> <p>8. Segundo o PDE 2029, existem 15GW de termelétricas que ao longo dos próximos 10 anos terão seus contratos encerrados, sendo que, segundo o PDE 2029, destes 15GW, 44% estariam planejados para ser recontratado, com retrofit, o restante seria desmobilizado.</p> <p>9. Com relação especificamente às usinas termelétricas com CVU acima de 400 R\$/MWh, existem 38 usinas, totalizando uma garantia física de 2,5 GWm, cujos CCEARs se encerrariam em 2028.</p> <p>10. Com a expansão crescente das fontes intermitentes, há a necessidade de aprimoramento do planejamento da expansão e da operação com o objetivo de garantir a segurança do SIN, uma vez que a matriz mudou e vai mudar ainda mais nos próximos anos. Da mesma forma, a concepção dos leilões de energia também deveria mudar, visando o atendimento dos novos produtos necessários ao SIN.</p> <p>11. A sobrecontratação sistêmica das distribuidoras, a perspectiva de crescimento do mercado livre para todos os consumidores e a mudança da matriz energética, no entanto, evidenciam que o modelo atual de contratação de energia elétrica, realizado de maneira centralizada pelas distribuidoras, precisa ser aprimorado.</p> <p>12. No entendimento da ABRAGET a proposta de Separação de Lastro e Energia não nos parecer ser uma solução viável para o curto prazo em razão da complexidade e questionamentos levantados pelo mercado. Por outro lado, as alterações no modelo de leilões devem ser urgentes, uma vez que os contratos das termelétricas estão chegando ao seu final.</p> <p>13. Os novos leilões de expansão devem atender as necessidades de um mercado de capacidade (adequação e segurança elétrica e energética), de forma distinta da expansão para atender apenas os</p>		

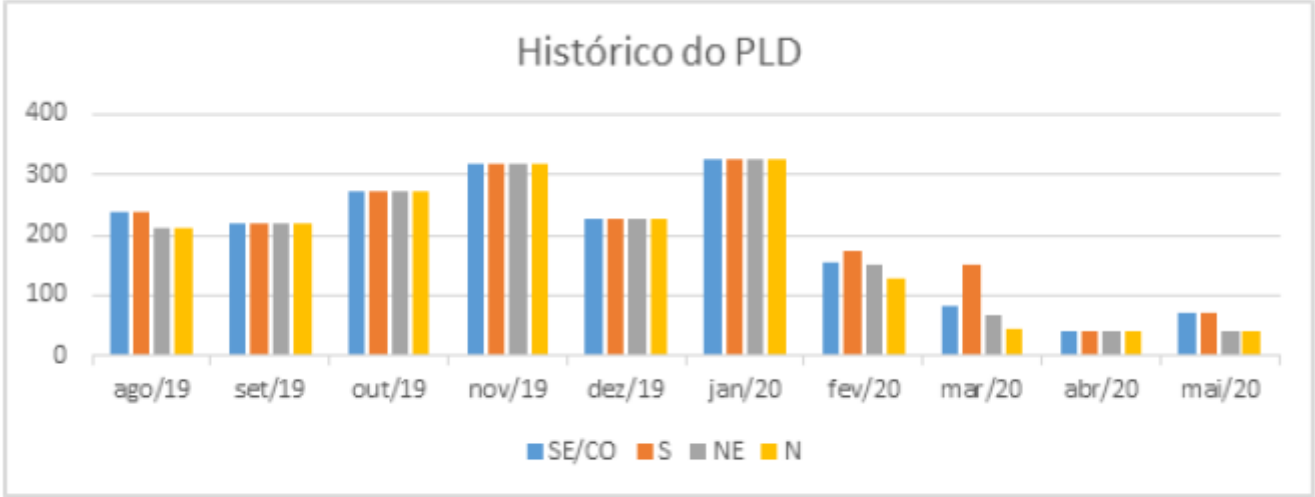
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>requisitos de energia. A complementação das necessidades deve ser realizada através de Leilões de Serviços Ancilares.</i></p> <p><i>14. Os principais mercados do mundo já estão no caminho da adoção ampla do mercado de capacidade e a reserva estratégica com base na confiabilidade sistêmica necessária aos critérios adotados.</i></p> <p><i>15. O fato é que, em termos de Brasil, ainda não foi apresentado nenhum desenho de mercado que reconheça a necessidade da expansão com projetos visando a segurança sistêmica e que seja pago por todo o mercado consumidor (ACR e ACL), em prol da confiabilidade, e que seja mais simples do que a proposta de Separação de Lastro e Energia.</i></p> <p><i>16. Para substituir as termelétricas que estão em operação por termelétricas novas ou existentes (retrofit), leva-se um tempo e isto tem que ser levado em consideração nas propostas de modernização do setor elétrico. Há de se considerar as necessidades do SIN para atendimento a carga elétrica, necessidade de cobertura de intermitência, reserva de potência para atendimento a requisitos de confiabilidade, por exemplo quando ocorre queda de linha de transmissão, inércia, controle de tensão e frequência, entre outros. Além disso, deve-se pré-determinar a localização das térmicas que substituirão as termelétricas que serão descontratadas, no curto prazo, tendo em vista que as térmicas que serão descontratadas, em sua grande maioria, estão localizadas no submercado Nordeste.</i></p> <p><i>17. Por fim, é importante mencionar que os leilões de capacidade e confiabilidade devem ser realizados de acordo com as necessidades levantadas pelo MME, ONS e EPE, e com regulamentação aprovada pela ANEEL, e devem ser incluídas as usinas termelétricas que por ventura estejam ou venha a ser descontratadas.</i></p> <p><i>A ABRAGET mais uma vez se coloca à disposição da ANEEL para quaisquer esclarecimentos, e, em particular, para discussão dos problemas relatados, em conjunto com nossas associadas.</i></p> <p><i>Agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.”</i></p>		
9	ABSOLAR	<p>A associação apoio a proposta 3 (Mecanismo Centralizado com Múltiplos Compradores), e alerta para a necessidade de ser avaliado o seu impacto tarifário.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p>“1.1 Mecanismo centralizado de diferimento de pagamentos:</p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>A ABSOLAR apoia o mecanismo de diferimento de pagamentos de contratos regulados como mais uma medida complementar à proposta de Conta COVID autorizada pela Medida Provisória nº 950/2020. Das três propostas apresentadas pela SRM na NOTA TÉCNICA Nº 64/2020–SRM/ANEEL, a ABSOLAR entende que a terceira proposta, denominada “mecanismo centralizado com múltiplos compradores”, é a mais adequada, uma vez que permite a participação voluntária pelos agentes, característica sine qua non, que deve prevalecer qualquer que seja a forma final do mecanismo a ser estabelecido. Adicionalmente, a terceira proposta possui operacionalização mais simples e, possivelmente, resultará num volume maior de negociação em relação a segunda proposta.</i></p> <p><i>A fim de tornar mais efetiva a proposta para adesão das distribuidoras aos mecanismos de diferimento apresentados, objeto desta Consulta Pública, de modo geral, é necessário avaliar seus respectivos desdobramentos nos processos tarifários das distribuidoras, a fim de obter maior quantidade possível de negociações. (...)”</i></p>		
10	APINE	<p>A associação sugere que o mecanismo de diferimento seja voluntário, e apoia a opção 3, de Mecanismo Centralizado com Múltiplos Vendedores. Sugere que o diferimento não deve ser capturado pela CVA nos reajustes tarifários. Sugere que o custo financeiro do diferimento não seja alocado às distribuidoras, mas que se busque alternativas onde este custo seja neutralizado. Além disso, sugere que os geradores cotistas licitados com fulcro no artigo 8º da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, possam diferir a parcela de GAG e de RBO de suas receitas contratuais ao participar do mecanismo de diferimento.</p> <p><u>Justificativa:</u> “I. Sobre os Mecanismos De Diferimento De Receita Fixa dos CCEAR <i>A APINE entende que mecanismos de diferimento de receita dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) são opções viáveis para o alívio do caixa das distribuidoras. No entanto, destaca que é primordial e inevitável que tais mecanismos sejam voluntários, a fim de preservar a segurança jurídico-regulatória e o respeito aos contratos.</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Dito isto, apoiamos a implementação do mecanismo proposto e defendido pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM/ANEEL) na Nota Técnica nº 64/2020–SRM/ANEEL (NT), qual seja, o Mecanismo Centralizado com Múltiplos Vendedores.</i></p> <p><i>Em nosso entendimento, esta proposta de mecanismo pode ser mantida pois traz aos geradores a opção de voluntariamente ofertarem suas condições para diferimento da receita de seus contratos. Ao passo que também permite que os distribuidores optem por aquelas condições que mais lhe agradam dentre as ofertadas por aqueles geradores, aos quais estão vinculados contratualmente.</i></p> <p><i>Destacamos que o voluntarismo é característica sine qua non desta proposta, que deve prevalecer qualquer que seja a forma final do mecanismo a ser estabelecido. Adicionalmente, a proposta de Múltiplos Vendedores possui operacionalização mais simples e possivelmente resultará num volume maior de negociação em relação a segunda proposta.</i></p> <p><i>Adicionalmente, a APINE não vê impedimentos para a participação das usinas cotistas licitadas com fulcro no artigo 8º da Lei 12.783 de, de 11 de janeiro de 2013 (Lei 12.783/2013) por meio dos processos licitatórios “Leilão 12/2015” e “Leilão 01/2017” no mecanismo proposto acima para diferimento das receitas contratuais de Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO).</i></p> <p><i>Ressaltamos, novamente, que é estritamente necessário que a participação no referido mecanismo seja absolutamente voluntária, inclusive para os geradores cotistas.</i></p> <p><i>No entanto, importa considerar os pontos de aprimoramento abaixo, de forma a efetivar maior adesão das distribuidoras no mecanismo, e ao mesmo tempo proporcionar a maior quantidade possível de negociações:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Ajustes na CVA</u> <p><i>Nos processos tarifários das distribuidoras, os custos regulatórios (incluindo os custos de compra de energia) são determinados por previsão e estão sujeitos a variações durante a vigência do novo período tarifário. Conforme definido no módulo 4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) e seus submódulos, a CVA se destina a capturar os desvios entre a previsão de custo feita no reajuste (ou revisão) anterior e o valor efetivamente realizado (pago), sendo o saldo acumulado apurado, positivo ou negativo,</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>compensado via tarifa no próximo processo tarifário. Em síntese, a metodologia de apuração da CVA de energia, definida no submódulo 4.2 do PRORET, considera a diferença entre a cobertura tarifária (Pmix em R\$/MWh), definida no último processo tarifário e o valor efetivamente pago em cada contrato de compra de energia. Assim, os valores financeiros diferidos, conforme proposta da CP, serão automaticamente capturados pelo mecanismo da CVA e passarão a ser “devolvidos” ao consumidor a partir do próximo processo tarifário, não permanecendo disponíveis, integralmente às distribuidoras, para fazer frente aos impactos da pandemia. Para corrigir esta distorção é preciso ajustar o procedimento de apuração da CVA, nos casos de diferimento nos moldes da CP37, para considerar os valores pagos e os valores diferidos, ou alternativamente, considerar na definição do Pmix (cobertura tarifária) dos próximos processos tarifários, o adicional referente à amortização do diferimento.</i></p> <p>• Custo financeiro do diferimento (taxa de remuneração dos geradores)</p> <p><i>Importante destacar que a alocação dos custos financeiros do diferimento às distribuidoras tende a diminuir a atratividade do mecanismo. Assim, considerando que, pela proposta defendida pela SRM/ANEEL e apoiada nesta contribuição, estes custos são resultantes de um processo competitivo, centralizado, conduzido pela CCEE, com possibilidade de definição de um teto limite pela ANEEL e ainda, que os valores a serem diferidos são para garantir a hígidez da cadeia produtiva do setor como um todo frente aos impactos da pandemia, convém buscar alternativas onde este custo seja neutralizado. Não obstante ao exposto acima, cabe notar que o referido mecanismo de diferimento das receitas dos CCEAR aborda somente o problema de caixa das distribuidoras, sem apresentar combate ao problema conjuntural de sobrecontratação das mesmas. Desta forma, se faz necessário avaliar outras espécies de mecanismos que sejam efetivamente capazes de reduzir os montantes contratuais de energia.</i></p> <p>...”</p>		
11	BROOKFIE LD	<p>Entende que o mecanismo de diferimento não será atrativo, pois o custo será arcado pelas distribuidoras, mas considera válida sua implementação.</p> <p><u>Justificativa:</u> “1. Introdução</p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>A crise causada pelo novo coronavírus (COVID-19) atingiu diversos setores da economia, dentre eles o setor de energia elétrica. O fechamento do comércio e de indústrias resultou em uma redução considerável na carga de energia, com impactos que devem se estender além do ano de 2020. Como resultado, os consumidores livres e distribuidoras de energia passaram a observar sobras de energia que, ao serem liquidadas no mercado de curto prazo aos valores reduzidos de PLD vigentes no momento, resultam em perdas financeiras significativas.</i></p> <p><i>Com o intuito de mitigar essas perdas, os consumidores do Ambiente de Contratação Livre – ACL iniciaram processos de negociação bilateral junto aos geradores com os quais possuem contratos de energia firmados com o objetivo de reduzir os volumes contratados ou de postergar o pagamento das faturas de energia. Por se tratar de negociações no âmbito do ACL, estas foram livremente realizadas de forma bilateral entre as partes.</i></p> <p><i>No entanto, as mesmas medidas não podem ser adotadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, dado as características específicas deste Ambiente que demanda a necessária intervenção da ANEEL. Tornou-se necessário, portanto, que esta Agência implementasse mecanismos que promovam a mitigação das referidas perdas financeiras observadas pelas distribuidoras de energia. É louvável verificar o comprometimento desta ANEEL na busca de soluções que preservem o bom funcionamento do mercado de energia elétrica, intrinsecamente relacionado ao equilíbrio financeiro das distribuidoras de energia. Dentre as soluções propostas merecem destaque (i) o repasse do Excedente Financeiro para as distribuidoras e (ii) a regulamentação da Conta Covid.</i></p> <p><i>No entanto, tais soluções, reconhecidamente acertadas e necessárias, tem seus efeitos limitados ao ano de 2020. Conforme já mencionado, estima-se que os efeitos da redução da carga irão perdurar por mais longo prazo. Corrobora para esta avaliação as recentes revisões de carga publicadas pelo ONS, que sinalizam uma redução de cerca de 5 GW médios por ano¹, ao longo do horizonte de 2020 a 2024.</i></p> <p><i>Além da referida redução da carga, o PLD tem mantido uma tendência consistente de queda, sendo que em abril/20 atingiu o valor mínimo de R\$ 39,68/MWh em todos os submercados. Segundo estimativas da CCEE, o PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste deve encerrar o ano de 2020 no patamar de R\$ 100,00/MWh, bastante abaixo dos valores realizados no histórico recente.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																											
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																							
		<p style="text-align: center;">Histórico do PLD</p>  <table border="1"> <caption>Dados estimados do Gráfico: Histórico do PLD</caption> <thead> <tr> <th>Mês</th> <th>SE/CO</th> <th>S</th> <th>NE</th> <th>N</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>ago/19</td><td>230</td><td>230</td><td>200</td><td>200</td></tr> <tr><td>set/19</td><td>210</td><td>210</td><td>210</td><td>210</td></tr> <tr><td>out/19</td><td>260</td><td>260</td><td>260</td><td>260</td></tr> <tr><td>nov/19</td><td>310</td><td>310</td><td>310</td><td>310</td></tr> <tr><td>dez/19</td><td>220</td><td>220</td><td>220</td><td>220</td></tr> <tr><td>jan/20</td><td>320</td><td>320</td><td>320</td><td>320</td></tr> <tr><td>fev/20</td><td>150</td><td>170</td><td>140</td><td>120</td></tr> <tr><td>mar/20</td><td>80</td><td>140</td><td>60</td><td>40</td></tr> <tr><td>abr/20</td><td>40</td><td>40</td><td>40</td><td>40</td></tr> <tr><td>mai/20</td><td>60</td><td>60</td><td>40</td><td>40</td></tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><i>Figura 1 - Histórico do PLD (Fonte: CCEE)</i></p> <p>É neste cenário de excedente de oferta e redução de preços que esta Agência, acertadamente, propôs a instauração da Consulta Pública nº 37/2020, com o intuito de apresentar propostas de aprimoramento para os mecanismos de Gestão Contratual das Distribuidoras. Importante ressaltar que as medidas propostas são pautadas pela preservação dos contratos firmados, honrando as cláusulas estabelecidas e favorecendo a negociação bilateral entre as distribuidoras de energia e agentes de geração. Tais medidas vão ao encontro da credibilidade regulatória e segurança sistêmica que o mercado deseja.</p> <p>2. Propostas da Nota Técnica nº 64/2020 A Nota Técnica nº 64/2020 SRM/ANEEL propõe medidas para mitigar os efeitos da sobrecontratação das distribuidoras, apoiando-se no aprimoramento dos mecanismos já existentes e conhecidos pelo mercado, fato que confere indubitável estabilidade regulatória e segurança para os</p>	Mês	SE/CO	S	NE	N	ago/19	230	230	200	200	set/19	210	210	210	210	out/19	260	260	260	260	nov/19	310	310	310	310	dez/19	220	220	220	220	jan/20	320	320	320	320	fev/20	150	170	140	120	mar/20	80	140	60	40	abr/20	40	40	40	40	mai/20	60	60	40	40		
Mês	SE/CO	S	NE	N																																																							
ago/19	230	230	200	200																																																							
set/19	210	210	210	210																																																							
out/19	260	260	260	260																																																							
nov/19	310	310	310	310																																																							
dez/19	220	220	220	220																																																							
jan/20	320	320	320	320																																																							
fev/20	150	170	140	120																																																							
mar/20	80	140	60	40																																																							
abr/20	40	40	40	40																																																							
mai/20	60	60	40	40																																																							

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>agentes de mercado. A Brookfield Energia Renovável reconhece que as medidas propostas conferem uma possibilidade real de redução das perdas financeiras observadas pelas distribuidoras de energia em face da redução da carga de energia motivada pela pandemia da COVID-19. No entanto, entende que tais propostas são fortemente influenciadas pelas condições de mercado no curto prazo, quais sejam o excedente de energia e os baixos preços de energia. Segue-se, abaixo, uma avaliação crítica de cada um dos mecanismos propostos, com o intuito de indicar suas eventuais fragilidades.</i></p> <p><i>A primeira proposta em análise é o Diferimento do Pagamento dos Contratos Regulados, mecanismo que permite maior flexibilidade para as distribuidoras ajustar seu fluxo financeiro para pagamento dos compromissos contratuais. Ainda que a proposta seja positiva, ao permitir a livre negociação de taxas de remuneração entre os agentes de mercado, avalia-se que tal mecanismo somente surtirá efeito caso a taxa de remuneração proposta pelas distribuidoras se aproxime do custo médio de capital dos agentes de geração. Considerando que em geral o referido custo médio de capital é superior à taxa de juros praticada pelo mercado e que o custo da operação de crédito será integralmente arcado pelas distribuidoras, estima-se que o nível de atratividade do mecanismo será reduzido.</i></p> <p><i>No entanto, nada obstante os comentários indicados acima, a Brookfield Energia Renovável entende que o mecanismo deve ser implementado, pois se configura como uma ferramenta adicional para mitigação de riscos pela distribuidora de energia, sem causar qualquer prejuízo para os agentes que não tenham interesse em participar.</i></p> <p>...</p> <p><i>1 A 1ª revisão quadrienal do Planejamento Anual 2020-2024, divulgada pelo ONS em 27 de março de 2020, indicou uma redução na carga anual de energia de 3,5 GWmédios. Posteriormente, em 01 de junho de 2020, foi publicada a Revisão Extraordinária de Carga com redução ainda maior da carga anual, em torno de 1,5 GWmédios. Somando-se as duas revisões, chega-se ao patamar de 5 GWmédios por ano.”</i></p>		
12	CCEE	A CCEE entende que a instituição da CONTA-COVID já estaria contemplando o objetivo proposto de auxílio ao fluxo de caixa das distribuidoras em época de pandemia. Além disso, o mecanismo de diferimento traria maior complexidade aos contratos regulados, o que requer esforço de implementação, conforme	Aceita	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>dificuldades apontadas pela CCEE em sua contribuição. Assim, entendem que o mecanismo de diferimento não deve prosperar.</p> <p><u>Justificativa:</u> <i>“Inicialmente, cabe ressaltar, que a CCEE reconhece como positiva a discussão de quaisquer propostas que possam auxiliar as distribuidoras na gestão contratual de energia, seja decorrente dos impactos causados pela pandemia do COVID-19 ou em face de outras externalidades associadas à dinâmica natural do setor. No entanto, entendemos ser importante algumas considerações sobre a Nota Técnica nº 64/2020–SRM/ANEEL, especialmente no sentido de diferenciar o que seriam soluções benéficas e efetivamente trariam mais flexibilidade na gestão do portfólio das distribuidoras, podendo, inclusive, se estenderem para além do período abrangido pela pandemia, e o que seriam soluções emergenciais, as quais precisam ser avaliadas conjuntamente com as demais medidas emergenciais já em fase de implantação no setor elétrico.</i></p> <p><i>Dentre as soluções emergenciais, encontram-se as propostas de modulação de pagamentos relativos à compra de energia das distribuidoras, compreendendo as propostas de mecanismos centralizados para diferimento dos pagamentos dos contratos regulados e a proposta de suspensão dos pagamentos relativos aos mesmos contratos.</i></p> <p><i>Tais propostas, no entendimento da CCEE, trazem a financiabilidade do fluxo de caixa das distribuidoras para os geradores e, no caso da alternativa 1 do mecanismo de diferimento, em última instância, para os consumidores. Assim sendo, as mesmas devem ser avaliadas de forma conjunta com as demais soluções emergenciais, já em implantação no setor elétrico, para a mitigação dos efeitos da pandemia.</i></p> <p><i>Nesse cenário, destaca-se a publicação da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020 - fruto das discussões realizadas no âmbito da Consulta Pública nº 35/20, a qual dispõe sobre a CONTA-COVID, “destinada a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas de distribuidoras, e regular a utilização do encargo tarifário da CDE, para fins de pagamentos e recebimentos de valores destinados a cobrir ou diferir custos decorrentes da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente da pandemia de coronavírus (COVID-19)”.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Com a publicação da referida Resolução, há que se avaliar a real necessidade de mecanismos adicionais para a captação de recursos para mitigar os efeitos gerados pela pandemia, tendo em vista que, quaisquer mecanismos criados devem oferecer condições que garantam benefícios a toda cadeia produtiva do sistema elétrico. Deve ser atentado para o fato, por exemplo, de que a REN 885/20, deixou resguardado o direito de um possível ressarcimento aos consumidores pelos custos incorridos inicialmente com a CONTA-COVID, bem como a alocação correta de custos e riscos, ao impor a continuidade do pagamento de encargo CDE-COVID para os consumidores que migrarem para o mercado livre.</i></p> <p><i>Dessa forma, no que se refere aos mecanismos de diferimento, a CCEE entende que a instituição da CONTA-COVID já estaria contemplando o objetivo proposto de auxílio ao fluxo de caixa das distribuidoras em época de pandemia. Adicionalmente, buscar a viabilização do diferimento como opção de ferramenta para gestão contratual dos agentes de distribuição, além de internalizar ao setor elétrico riscos associados à financiabilidade, que originalmente deveria estar vinculado a instituições financeiras bancárias, traz maior complexidade aos contratos regulados (atualmente já bastante complexos), bem como requer esforços de implementação e operacionalização que se refletem em custos alocados ao setor de forma difusa. Portanto, entendemos que o diferimento como ferramenta de gestão contratual dos agentes de distribuição não deve prosperar.</i></p> <p><i>No que se refere à antecipação dos MCSDEN e MVE, bem como da criação de novos produtos para esse último mecanismo, a CCEE entende que são soluções benéficas para flexibilizar a gestão contratual das distribuidoras. No entanto, faz algumas considerações sobre a disposição dos produtos do MVE ao longo do ano, que poderão ser vistas nas contribuições específicas.</i></p> <p>Contribuições específicas</p> <p><i>Em que pese as contribuições gerais, na possibilidade de implantação das propostas que constam na Nota Técnica 64/2020 – SRM/ANEEL, de 5 de junho de 2020, a CCEE apresenta contribuições para os seguintes tópicos:</i></p> <p>Item III.1.1.1 – MECANISMO CENTRALIZADO COM COMPRADOR ÚNICO</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Essa é a única alternativa em que a participação das distribuidoras se daria de forma compulsória, ensejando, portanto, repasse dos custos da operação (taxa de remuneração dos geradores) para as tarifas dos consumidores cativos na proporção da parcela de risco alocada a eles, estabelecida pelo limite regulatório e sobrecontratação involuntária.</i></p> <p><i>Como ressalta o parágrafo 19 da referida Nota Técnica, diferentemente do disposto na MP 950/2020 (Art.4º), o repasse mencionado acima não abrangeria os consumidores que migrarem para o mercado livre, onerando o mercado cativo, prerrogativa contrária à alocação correta dos custos e riscos que vem sendo perseguida pelos mais diversos temas de discussão no setor elétrico.</i></p> <p><i>Nesse sentido, a CP 35/2020, que teve por objetivo “obter subsídios para o aprimoramento da Resolução Normativa que regulamenta o Decreto nº 10.350/2020, quanto aos aspectos financeiros que o estado de calamidade pública e de emergência de saúde pública decorrente da pandemia de Covid – 19 têm causado nas concessões e permissões de distribuição de Energia Elétrica”, inovou em relação ao antigo empréstimo efetuado no setor elétrico por meio da conta ACR. O empréstimo da Conta ACR foi custeado inteiramente pelos consumidores cativos, enquanto a Conta COVID-19, conforme proposição da CP 35/20, acatada na Resolução Normativa 885, de 23 de junho de 2020, permite que a ANEEL, em momento posterior, por meio de Consulta Pública, possa alocar corretamente os custos a toda a cadeia dos agentes setoriais que se beneficiarão do empréstimo às distribuidoras, ressarcindo os consumidores que, inicialmente, arcarão com os custos da operação.</i></p> <p><i>Face ao exposto, entendemos que a alternativa 1 da proposta de mecanismo de diferimento dos pagamentos dos contratos regulados das distribuidoras vai contra à correta alocação dos custos ao setor e não deveria ser considerada, além de ser um mecanismo que envolve maior complexidade para a operacionalização por essa Câmara.</i></p> <p><i>Ainda no que se refere à alternativa 1, cabe avaliar questões como inadimplência de alguma distribuidora no âmbito do mecanismo e estabelecimento de multas e encargos, assim como responsabilidades individuais e coletivas.</i></p> <p>Item III.1.1.3 – MECANISMO CENTRALIZADO COM MÚLTIPLOS VENDEDORES</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Embora a CCEE já tenha apresentado posicionamento contrário aos mecanismos de diferimento em suas considerações iniciais, na possibilidade de implantação de uma das alternativas em estudo, a CCEE concorda com o posicionamento da ANEEL de que a alternativa 3 seria a mais adequada. No entanto, embora seja uma solução mais simples do que a alternativa 1, ainda assim requer atenção para que sua operacionalização seja realizada com sucesso pela CCEE.</i></p> <p><i>A criação de um mecanismo tal como proposto, oferece um certo grau de complexidade para sua operação, uma vez que deve levar em consideração a consistência de montantes, restrição de informações para participantes e processamento de sistemática. Dessa forma, não seria aconselhável um processamento manual deste mecanismo, o que poderia ocasionar equívocos e problemas no processo. Nesse contexto, é necessário o desenvolvimento de um sistema específico para o processamento do mecanismo de diferimento proposto, que contemplaria a sistemática de negociações, a apuração dos valores diferidos, liquidações específicas, bem como a divulgação de resultados, com o devido sigilo e restrições de acesso às informações.</i></p> <p><i>Assim, cabe ressaltar a necessidade de avaliar a viabilidade da implementação da solução, atendendo aos anseios, principalmente de curto prazo, associados ao período de pandemia, considerando seu tempo de desenvolvimento, implantação e operacionalização.</i></p> <p><i>Adicionalmente, cabe destacar alguns pontos de atenção:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Sendo a CCEE responsável pela operacionalização dos mecanismos de forma centralizada, merece atenção o fato de que, no que se refere aos CCEARs-Q de leilões de energia existente, essa Câmara não faz a apuração da receita, o que é realizado bilateralmente pelos agentes compradores e geradores. Tendo em vista essa possibilidade, entende-se que os produtos ofertados deveriam ser diferenciados por tipo de contato. Nestes casos, o cálculo das parcelas do diferimento deveria ser realizado bilateralmente, bem como o próprio diferimento, com exceção dos valores liquidados no MCSD de Energia Existente, cujo lance também deverá ser segregado, para a correta operacionalização pela CCEE</i> <i>Os valores de Receita Fixa em atraso são apurados quando do cálculo da Receita de Venda Final, assim, caso um agente com usina em atraso escolha participar dos mecanismos de diferimento, os valores de Receita Fixa “finais” só estarão disponíveis após a data de</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>pagamento da parcela 1 e 2 de CCEAR. Assim, quando o agente declarar o diferimento deve estar ciente que o valor solicitado (ex-ante) será confrontado com a apuração da receita em atraso, que depende de vários fatores, podendo ser maior ou menor que o fator pretendido.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Os débitos calculados da Receita de Venda dos CCEARs são abatidos da Receita Fixa do agente por parcela. Dessa forma, caso os débitos, provenientes de ressarcimentos, superem o valor da parcela de Receita Fixa apurada (que estará diferida), existirá uma compensação, levando valores de uma parcela para outra, com a respectiva atualização monetária. Na prática, pode ocorrer da distribuidora não conseguir usufruir do diferimento acordado, uma vez que, a depender do volume de débitos não haveria desembolso por parte de distribuidor, mesmo que não houvesse o diferimento. Essa ocorrência pode ser prejudicial ao mecanismo de diferimento, pois esse gerador ainda teria deslocado outros possíveis competidores que poderiam efetivamente ofertar o diferimento.</i> <i>Avaliação da participação de contratos próximos ao fim do período de suprimento. Uma vez encerrado o suprimento, não será mais realizada apuração de receita pela CCEE. Dessa forma, a CCEE entende que o diferimento, após o término do contrato, deverá ocorrer bilateralmente.</i> <p><i>Cabe destacar ainda, que poderá haver conflito entre geradores ofertantes nos mecanismos de diferimento e que queiram participar, posteriormente, nos MCSDEN ou negociações no âmbito da REN 711/16, que englobem o mesmo período de negociação.</i></p> <p><i>..."</i></p>		
13	CEB	<p>A empresa argumenta que o diferimento não deve ser capturado pela CVA. Argumenta também que o custo financeiro da operação de diferimento deve ser repassado às tarifas e não deve compor o preço de compra de energia. Entendem que o custo financeiro do diferimento poderia ser repassado às tarifas limitado ao custo financeiro da operação da CONTA-COVID.</p> <p><u>Justificativa:</u></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

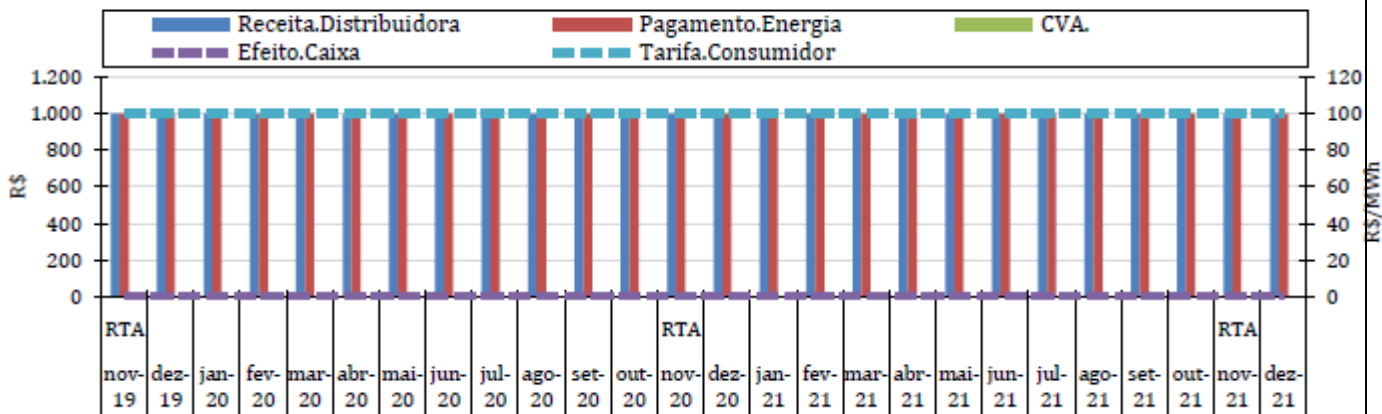
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>“Ressaltamos a concordância com as contribuições da ABRADDEE em linhas gerais, destacando aspectos sobre o tratamento do diferimento de pagamento da receita fixa dos contratos regulados e dos aprimoramentos dos mecanismos de gestão de contratação de energia, incluindo o MCSD de Energia Nova e os Acordos Bilaterais, além do MVE tratado pela ANEEL nesta consulta pública.</i></p> <p>1. Diferimento do pagamento da receita fixa de CCEARs 1.1 Tratamento do diferimento na apuração da CVA A Nota Técnica nº 64/2020-SRM/ANEEL apresenta três possíveis opções para tornar operacional o diferimento do pagamento da receita fixa dos contratos regulados: 1. Comprador Único; 2. Compradores Múltiplos, 3, Vendedores Múltiplos, basicamente. Contudo, independentemente dessas opções, o documento não abordou possíveis reflexos do processo desse diferimento na apuração da CVA que poderão trazer impactos negativos no caixa das distribuidoras. Como é de conhecimento geral, no cálculo da CVA, os valores efetivamente pagos pela aquisição de energia pelas distribuidoras são comparados com a cobertura tarifária, formando, essas diferenças, um saldo a ser considerado no processo tarifário posterior. No diferimento proposto, o pagamento a menor deve ser considerado adequadamente no processo de apuração da CVA, especialmente para as empresas em que os processos tarifários ocorram logo em seguida à aplicação do mecanismo, possivelmente o caso da CEB-D. Nessa situação, o tratamento inadequado poderá capturar o diferimento resultando devolução ao consumidor de um custo que será pago no mesmo período tarifário, conforme detalhamento apresentado na contribuição da ABRADDEE. Em resumo, o diferimento pode ocasionar uma CVA passiva, uma vez que, pela metodologia de apuração vigente, como o pagamento não foi realizado, a concessionária o devolve para o consumidor. Com a inclusão dessa CVA passiva no processo tarifário de 2020, há redução das tarifas no mesmo momento em que a empresa deveria quitar os valores postergados ao gerador. Ou seja, essa condição resulta em uma CVA que não existiria em condições normais e que ao ser somada ao pagamento mensal da compra de energia acrescido do valor diferido pode impactar de forma significativa o caixa das distribuidoras. Paralelamente, sob aspectos econômicos, como a CVA tem a finalidade de neutralizar os impactos de Parcela A nas demonstrações financeiras da Companhia, se não houver o devido tratamento no método</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>proposto pela ANEEL, tal diferimento ocasionará distorções nas demonstrações financeiras com efeitos econômicos indevidos.</i></p> <p>1.2 Tratamento do custo financeiro na apuração da CVA <i>Sem prejuízo da contribuição realizada anteriormente, torna-se necessário considerar que o custo financeiro da operação de diferimento, isto é, a remuneração a ser paga pelas distribuidoras aos geradores, que será repassada às tarifas, não faz parte do preço de contratação de energia, e, por consequência, não pode ser capturado pela “CVA Método Tipo 2: Variação de Preços”.</i> <i>Como alternativa, sugere-se que o cômputo desse custo seja realizado de maneira análoga ao estabelecido na “CVA Método Tipo 3: Ajustes Financeiros”.</i></p> <p>1.3 Repasse do custo financeiro na tarifa das distribuidoras <i>De acordo com a Nota Técnica nº 64/2020-SRM/ANEEL, apenas na opção 1. Comprador Único, os custos financeiros podem ser repassados à tarifa de energia elétrica. Nos demais mecanismos, o custo da operação (taxa de remuneração dos geradores) não seria repassado às tarifas dos consumidores cativos, sendo de responsabilidade exclusiva da distribuidora.</i> <i>Considerando os esforços do MME e da ANEEL para viabilizar empréstimos para as distribuidoras, mitigando possíveis impactos em todo o setor elétrico, entendemos que o custo da operação desse diferimento, nos demais mecanismos, poderia ser repassado às tarifas limitado ao custo financeiro da operação da Conta-Covid, regulamentada pela Resolução Normativa nº 885/2020.</i> <i>...”</i></p>		
14	COPEL	<p>A empresa indica que a Alternativa 1 não deve ser adotada, e que devem ser avaliados os impactos do diferimento na apuração da CVA.</p> <p>Justificativa: “2.1. DIFERIMENTO DO PAGAMENTO DE CONTRATOS REGULADOS E COTAS DE GARANTIA FÍSICA</p>	Não aceita	Ver seção III.1.

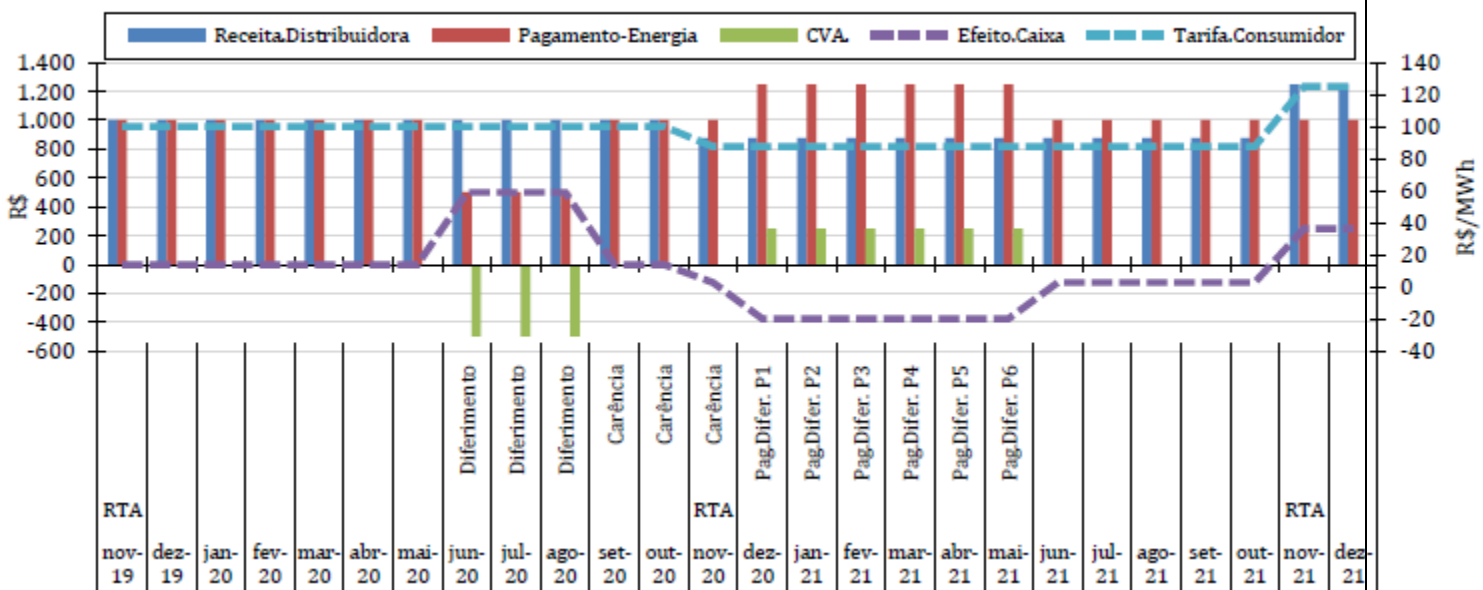
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>A NT 64/2020 aborda a proposta do GMSE relativa à negociação de diferimento do pagamento de contratos regulados por prazos e taxas de remuneração acordadas entre as partes, onde apurou o montante de Receita Fixa mensal pago pelas distribuidoras na ordem de R\$ 3 bilhões por meio de 14.029 contratos regulados.</i></p> <p><i>Assim, a NT 64 discorre sobre três alternativas de mecanismo centralizado para contribuir no aprimoramento da gestão contratual das distribuidoras:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1) Mecanismo com comprador único;</i> <i>2) Mecanismo com múltiplos compradores, e;</i> <i>3) Mecanismo com múltiplos vendedores.</i> <p><i>A proposta do mecanismo centralizado é mitigar o possível déficit de caixa de curto e médio prazo das distribuidoras, além de reduzir o montante de captação de empréstimo por meio da Conta Covid, regulamentada por meio da Resolução Normativa nº 885/2020.</i></p> <p><i>Diante das propostas apresentadas na NT 64/2020, a COPEL indica que a Alternativa 1 não deve ser adotada devido à participação compulsória das distribuidoras no mecanismo. Qualquer mecanismo que venha obrigar a participação das distribuidoras é prejudicial para o setor elétrico, em sentido contrário à mitigação dos impactos resultantes das medidas de enfrentamento da emergência de saúde pública decorrente do Covid-19.</i></p> <p><i>Ademais, a NT 64/2020 não contempla os impactos do mecanismo proposto na apuração da CVA, o que pode ocasionar degradação do caixa das distribuidoras, efeito indesejado no presente momento.</i></p> <p><i>Em relação à participação de usinas com contratos de concessão resultantes dos Leilões nº 12/2015 e nº 1/2017 no mecanismo de diferimento, tal medida poderá potencializar a adesão de novos participantes.</i></p> <p><i>..."</i></p>		
15	CPFL ENERGIA	<p>A empresa enfatiza que o diferimento deve ser opcional aos agentes e que deve ser avaliado o impacto do diferimento na apuração da CVA, para que não ocorra descasamento no fluxo de caixa da distribuidora. Sugere também que o custo do diferimento não deve ser refletido no preço médio de compra de energia. Além disso, sugere que a CCEE deve aprimorar os relatórios divulgados aos agentes com detalhamento do diferimento.</p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>Justificativa:</u></p> <p><i>“Diante do exposto, apresenta-se na sequência uma síntese das ponderações do Grupo CPFL Energia às informações disponibilizadas no âmbito da CP 037/2020, como também a outros pontos que devem ser objeto de análise por parte da ANEEL no aprimoramento dos mecanismos regulatórios destinados à gestão contratual de energia das distribuidoras de energia elétrica.</i></p> <p><i>Em relação à proposta de diferimento do pagamento de contratos regulados:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>– Aplicação de critério específico para a apuração da CVA em função dos valores diferidos considerando o montante de suprimento de energia mensal proporcional aos valores dos pagamentos realizados;</i> <i>– Conceder preferência às propostas de diferimento que sejam opcionais aos agentes permitindo à cada empresa analisar suas alternativas, bem como definir suas estratégias, uma vez que a obrigatoriedade da postergação de pagamento tende a impactar de formas distintas os agentes de distribuição e de geração; e</i> <i>– Garantir que relatórios divulgados pela CCEE que atualmente apresentam o total da Receita Fixa e Ajustes sejam adaptados para apresentar também de forma distinta os valores relativos às operações de diferimento ou suspensão realizadas.</i> <p><i>(...)</i></p> <p><i>Apesar desses mecanismos propostos ampliarem as ferramentas disponíveis para gestão contratual das distribuidoras, todas elas terão baixa efetividade no atual cenário, conforme destacado pela própria ANEEL na Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL.</i></p> <p><i>Neste cenário, o Grupo CPFL Energia reforça seu entendimento quanto a importância da discussão e aprimoramento acerca dos atuais mecanismos de gestão de portfólio disponibilizados às distribuidoras. Ao longo deste documento serão apresentadas propostas, de forma mais detalhada, bem como considerações ao disposto na NT 64/2020-SRM/ANEEL.</i></p> <p>CONTRIBUIÇÕES DO GRUPO CPFL ENERGIA À CP Nº 037/2020</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>1. Diferimento de Contratos Regulados e Componentes Financeiros das Tarifas</p> <p><i>Primeiramente, cumpre ressaltar que a NT 64/2020-SRM/ANEEL não menciona possíveis reflexos do processo de diferimento na apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA. Portanto torna-se prudente destacar alguns aspectos visando evitar impactos não desejados tanto no caixa dos agentes, como distorções no cálculo dos Componentes Financeiros das Tarifas.</i></p> <p>1.1 Dos impactos indesejados no caixa das distribuidoras</p> <p><i>Ainda que a proposta de diferimento apresentada pela ANEEL possa ser vista como uma alternativa de curto prazo para mitigar os efeitos da redução de caixa percebidos pelas distribuidoras, faz-se necessário sinalizar que para situações específicas essa postergação de pagamentos pode ter reflexos indesejados no caixa das empresas.</i></p> <p><i>Para demonstrar esse fato, considerou-se um cenário hipotético simplificado¹ com a finalidade exclusiva de conhecer e avaliar de forma isolada possíveis efeitos que os diferimentos podem causar no caixa das concessionárias de distribuição. Na sequência, apresentam-se as premissas consideradas.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>– Existência de um único CCEAR com suprimento mensal constante em 10,00 MWh;</i> <i>– Mercado consumidor constante de 10,00 MWh/mês;</i> <i>– Mercado de Referência igual do Mercado Real;</i> <i>– Energia Requerida Regulatória idêntica à Energia Real – as perdas foram desprezadas;</i> <i>– Tarifa Média de Cobertura – TMC idêntica ao preço do CCEAR (R\$ 100,00/MWh);</i> <i>– Tarifa aplicada ao consumidor refletindo apenas o custo com a compra de energia;</i> <i>– Inflação, inadimplência, Selic e taxa de remuneração pelo diferimento nulas (0%);</i> <i>– Data dos Processos Tarifários: 01 de novembro de cada ano; e</i> <i>– Concessão não renovada, logo não há Neutralidade de Mercado para a energia.</i> <p><i>A Figura 1 apresenta o cenário hipotético cujas premissas foram mencionadas anteriormente e que é a base desta análise – como o preço do CCEAR é igual à TMC, ao mesmo passo em que os montantes de energia regulatório e real são idênticos, o valor de CVA é R\$ 0,00. De forma semelhante, o efeito isolado desses componentes no caixa da distribuidora também é nulo, pois, a empresa possui receita mensal</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>associada à venda de energia de R\$ 1.000,00 (10,00 MWh Energia Faturada × R\$ 100,00/MWh de Tarifa Consumidor) frente ao mesmo valor de pagamento (10,00 MWh de Suprimento CCEAR × R\$ 100,00/MWh de Preço CCEAR).</p> <p style="text-align: center;">Figura 1 – Cenário Hipotético Basal</p>  <p>A Figura 2 apresenta um cenário aplicando-se diferimento de 50% no valor da compra de energia para os meses de junho a agosto de 2020, cujos pagamentos seriam realizados com carência de 3 meses e em 6 parcelas. Seus efeitos são:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Incremento no caixa pelo período de junho a agosto de 2020 devido ao diferimento dos pagamentos; – Registro de CVA Passiva devido ao processo de diferimento; – Redução da Tarifa do Consumidor no RTA/2020 decorrentes da apuração de CVA Passiva a partir de 1º de novembro; e – Esse efeito do diferimento só iria se ajustar na aplicação do RTA/2021. 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p align="center">Figura 2 – Cenário de Diferimento (com distorção na CVA)</p>  <p>Conforme demonstrado anteriormente, o cenário de diferimento incorreu em uma CVA Passiva, uma vez que, pela metodologia de apuração vigente, como o pagamento não foi realizado, a concessionária deve devolver a TMC para o consumidor. Com a inclusão dessa CVA passiva no processo tarifário de 2020 houve a redução das tarifas no mesmo momento em que a empresa deveria quitar os valores postergados ao gerador. Ou seja, essa alternativa acarretou em uma CVA que não existiria em condições normais e que ao ser somada ao pagamento mensal da compra de energia acrescido do valor diferido podem impactar de forma significativa o caixa dos agentes.</p> <p>A distorção mencionada pode ser melhor visualizada nas Tabelas 1 e 2 – enquanto a primeira tabela demonstra o cenário sem diferimento, a segunda apresenta a postergação com efeitos em 2 momentos, conforme apresentado a seguir.</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS									
#	Entidade	Texto						Aproveitamento	Justificativa
		– CVA Passiva quando do diferimento (jun a ago/2020); e – CVA Ativa quando do pagamento do valor postergado (dez/2020 a mai/2021). Tabela 1 – Cenário de pagamento (sem diferimento)							
		Comp.	Parcela	Venc.	Energia	Preço CCEAR	Pagamento	TMC	CVA
		jun-20	P.1	15/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jun-20	P.2	25/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jun-20	P.3	05/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jul-20	P.1	15/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jul-20	P.2	25/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jul-20	P.3	05/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		ago-20	P.1	15/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		ago-20	P.2	25/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		ago-20	P.3	05/10/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 333,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00

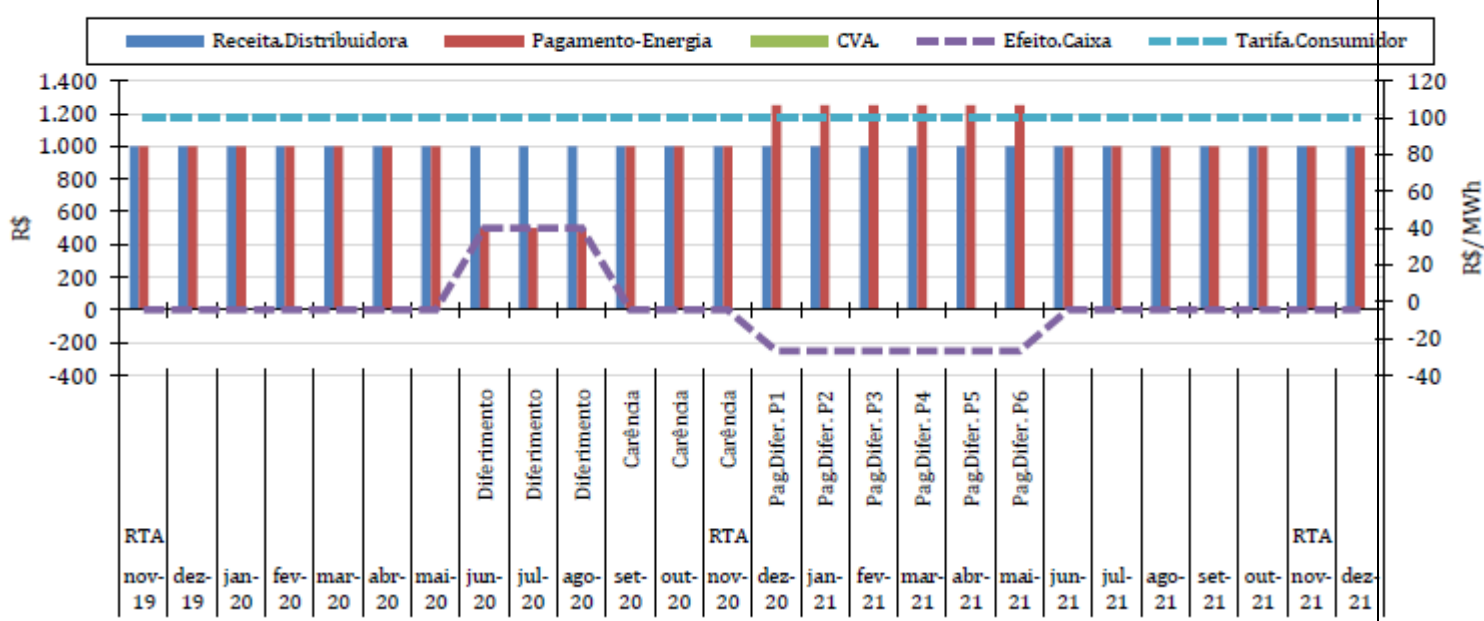
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS									
#	Entidade	Texto						Aproveitamento	Justificativa
Tabela 2 – Cenário de pagamento (com diferimento e sem ajuste)									
		Comp.	Parcela	Venc.	Energia	Preço CCEAR	Pagamento	TMC	CVA
		jun-20	P.1	15/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67
		jun-20	P.2	25/07/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67
		jun-20	P.3	05/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67
		jul-20	P.1	15/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67
		jul-20	P.2	25/08/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67
		jul-20	P.3	05/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67
		ago-20	P.1	15/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67
		ago-20	P.2	25/09/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67
		ago-20	P.3	05/10/20	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	-R\$ 166,67
Pagamento do Diferimento incluído no Fluxo de Pagamentos Futuros									
		Comp.	Parcela	Venc.	Energia	Preço	Valor	TMC	CVA
		dez-20	P.1	15/01/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33
		dez-20	P.2	25/01/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33
		dez-20	P.3	05/02/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33
		jan-21	P.1	15/02/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS											
#	Entidade	Texto								Aproveitamento	Justificativa
		jan-21	P.2	25/02/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		jan-21	P.3	05/03/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		fev-21	P.1	15/03/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		fev-21	P.2	25/03/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		fev-21	P.3	05/04/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		mar-21	P.1	15/04/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		mar-21	P.2	25/04/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		mar-21	P.3	05/05/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		abr-21	P.1	15/05/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		abr-21	P.2	25/05/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		abr-21	P.3	05/06/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		mai-21	P.1	15/06/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		mai-21	P.2	25/06/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		
		mai-21	P.3	05/07/21	3,33 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 416,67	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS									
#	Entidade	Texto						Aproveitamento	Justificativa
Tabela 3 – Cenário de pagamento (com diferimento e com ajuste)									
		Comp.1	Parcela	Venc.	Energia	Preço CCEAR	Pagamento	TMC	CVA
		jun-20	P.1	15/07/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jun-20	P.2	25/07/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jun-20	P.3	05/08/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jun-20	Par.Dif.1	15/01/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jun-20	Par.Dif.2	25/01/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jun-20	Par.Dif.3	05/02/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jun-20	Par.Dif.4	15/02/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jun-20	Par.Dif.5	25/02/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jun-20	Par.Dif.6	05/03/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jul-20	P.1	15/08/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jul-20	P.2	25/08/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jul-20	P.3	05/09/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jul-20	Par.Dif.1	15/03/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jul-20	Par.Dif.2	25/03/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jul-20	Par.Dif.3	05/04/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jul-20	Par.Dif.4	15/04/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00
		jul-20	Par.Dif.5	25/04/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS										
#	Entidade	Texto							Aproveitamento	Justificativa
		Comp.1	Parcela	Venc.	Energia	Preço CCEAR	Pagamento	TMC	CVA	
		jul-20	Par.Dif.6	05/05/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	
		ago-20	P.1	15/09/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	
		ago-20	P.2	25/09/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	
		ago-20	P.3	05/10/20	1,67 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 166,67	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	
		ago-20	Par.Dif.1	15/05/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	
		ago-20	Par.Dif.2	25/05/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	
		ago-20	Par.Dif.3	05/06/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	
		ago-20	Par.Dif.4	15/06/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	
		ago-20	Par.Dif.5	25/06/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	
		ago-20	Par.Dif.6	05/07/21	0,83 MWh	R\$ 100/MWh	R\$ 83,33	R\$ 100/MWh	R\$ 0,00	
		<p><i>Cabe destacar que a proposta anterior seria análoga à metodologia já utilizada pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT que está disciplinada no Submódulo 4.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET e aplicada no cálculo da CVA-Energia para a Receita de Venda dos Contratos, conforme apresentado a seguir.</i></p> <p><i>“119. Para CCEAR na modalidade disponibilidade o preço é obtido por meio da relação entre o somatório das despesas associadas das n parcelas do contrato “n”, no mês de apuração “n”, e o valor de energia associada à despesa, Q_m conforme fórmula a seguir:</i></p>								

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		$P_{e,m} = \frac{(\sum_N Pn_{RV_{e,m}} + AJ_{PN_{RV_{e,m}}}) + TRESS_{e,m} + ECD_{e,m}}{QM_{e,m}} \quad (39)$ <p>onde: <i>TRESS_{e,m}</i>: total de ressarcimentos do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”; <i>ECD_{e,m}</i>: efeitos de disponibilidade do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m” <i>Pn_{RV_{e,m}}</i>: receita de venda calculada em até três parcelas, sendo “n” a parcela da receita do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”; e <i>AJ_{Pn_{RV_{e,m}}}</i>: ajuste da receita de venda calculado em até três parcelas, sendo “n” a parcela do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”.</p> <p>120. A partir do preço calculado conforme §119, excluídos <i>TRESS_{e,m}</i> e <i>ECD_{e,m}</i> obtém-se a distribuição dos montantes por parcela:</p> $QM_{PN_{e,m}} = \frac{\sum_N Pn_{RV_{e,m}} + AJ_{PN_{RV_{e,m}}}}{P_{e,m}} \quad (40)$ <p>onde: <i>QM_{PN_{e,m}}</i>: quantidade de energia associada à parcela N que pertence o mês “m”.</p> <p>Cumpra enfatizar que o objetivo da proporcionalização do montante de energia (MWh) sugerido anteriormente é garantir que o preço médio da compra de energia não seja alterado provocando distorções na CVA. De forma semelhante, essa ponderação do volume de energia também é realizada para os contratos de Quantidade quando, por exemplo, a data de vencimento de parcela(s) de uma determinada competência ocorrer após a data de corte aplicada na apuração do processo tarifário. O resultado da alternativa proposta anteriormente pode ser visualizado na Figura 3. Nota-se que as distorções de CVA e Tarifas mencionadas anteriormente foram neutralizadas.</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p align="center">Figura 3 – Cenário de Diferimento (sem distorção na CVA)</p>  <p>The chart displays five data series over time from November 2019 to December 2021. The left Y-axis represents R\$ (Revenue, Energy Payment, CVA) ranging from -400 to 1,400. The right Y-axis represents R\$/MWh (Efeito.Caixa, Tarifa.Consumidor) ranging from -40 to 120. Revenue (blue bars) and Energy Payment (red bars) are constant at 1,000 R\$ until June 2020, then drop to 0 during the deferral period (Jun-20 to Ago-20), and then spike to 1,200 R\$ during the arrears period (Nov-20 to Mai-21). CVA (green bars) is constant at 1,000 R\$. Efeito.Caixa (purple line) is 0 until June 2020, rises to 50 R\$/MWh during the deferral period, and then drops to -30 R\$/MWh during the arrears period. Tarifa.Consumidor (cyan dashed line) is constant at 100 R\$/MWh.</p>		
		<p>Por fim e de toda sorte, solicita-se ainda à ANEEL que não sejam aplicados diferimentos compulsórios – uma vez que a obrigatoriedade da postergação de pagamentos tende a impactar de formas distintas os agentes de distribuição, ao mesmo tempo em que esse mecanismo, por prever pagamentos entre as distribuidoras, adiciona também um risco de inadimplência.</p> <p>Da mesma forma, é imprescindível que os diferimentos para os geradores também sejam de caráter exclusivamente voluntário, primando pela segurança jurídica dos contratos regulados já firmados.</p> <p>Em suma, o caráter opcional de adesão ao mecanismo deverá ser assegurado a todas as partes interessadas, permitindo que cada player analise suas alternativas e defina sua estratégia.</p>		
		<p>1.2 Das distorções no cálculo do Pmix</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Sem abrir mão da contribuição realizada anteriormente, mas considerando eventual aplicação da Alternativa 1 – “comprador único com participação compulsória de todas as distribuidoras” – torna-se necessário considerar que o custo financeiro da operação de diferimento, isto é, a remuneração a ser paga pelas distribuidoras aos geradores, que será repassada às tarifas, não faz parte do preço de contratação de energia, e, por consequência, não pode ser capturada pela “CVA Método Tipo 2: Variação de Preços”. Como alternativa, o Grupo CPFL Energia sugere que o cômputo desse custo seja realizado de maneira análoga ao estabelecido na “CVA Método Tipo 3: Ajustes Financeiros” – cita-se trecho do Submódulo 4.2 do PRORET.</i></p> <p><i>“Método Tipo 3: Ajustes Financeiros.</i></p> <p><i>O Método 3 é empregado quando ocorrem alterações de valores de despesas e não houverem variações de quantidades de potência ou de energia, sendo as coberturas relativas a competências já consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores, mas que, pelo regime de caixa, o ajuste financeiro se deu em data pertencente ao período de apuração da CVA 5º dia útil.</i></p> <p><i>Por este método, o saldo da CVA é obtido por meio da apuração dos valores dos ajustes financeiros, em R\$, na data de pagamento ou recebimento, acrescidos da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.</i></p> <p><i>O Método 3 pode ser utilizado para todos os itens da Parcela A de que trata o parágrafo 5 deste Submódulo, quando ocorrerem ajustes financeiros relativos a competências consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores”. (grifo nosso)</i></p> <p><i>Não obstante, o Grupo CPFL Energia entende que a Alternativa 3 de mecanismo centralizado de diferimento (múltiplos vendedores), exposta na NT 064/2020-SEM/ANEEL, além de simplificar a operacionalização dos diferimentos, apresenta as melhores chances de êxito na compatibilização entre agentes de distribuição e de geração (matches), dada a diversidade contratual e número de agentes envolvidos.</i></p> <p><i>1.3 Da necessidade de não se alterar as competências</i></p> <p><i>Objetivando ainda evitar distorções indesejadas na apuração da CVA é oportuno reforçar à ANEEL que a competência de origem dos valores a serem diferidos deve ser preservada, ou seja, em que pese o</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>deslocamento temporal de pagamentos, ou ainda de suas parcelas, o “fato gerador” dessas obrigações, isto é, o montante de energia a ser entregue, não será alterado.</i></p> <p>1.4 Dos dados e relatórios a serem divulgados <i>Qualquer que seja a opção a ser aprovada, sugere-se que os relatórios divulgados pela CCEE que atualmente apresentam o total da Receita Fixa e Ajustes sejam adaptados para apresentar também de forma distinta os valores relativos às operações de diferimento ou suspensão realizadas, sendo eles: valor da receita diferida, valor da receita diferida residual, valor da parcela diferida que será liquidada, valor da atualização monetária da parcela que será liquidada, tais informações são fundamentais para a correta alocação dos valores nos processos de reajuste tarifário.</i></p> <p><i>Na sequência, apresentam-se os ajustes necessários por relatório:</i></p> <p><u><i>Quando do diferimento da Receita:</i></u> <i>Relatórios de “divulgação de Receita Fixa” (3 Preliminar e 7 Final) acrescentar colunas com informações referente à:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>– Receita Fixa Diferida da respectiva competência; e</i> <i>– Receita Fixa Residual da respectiva competência.</i> <p><u><i>Quando do pagamento das parcelas diferidas, após o período de carência:</i></u> <i>Relatórios de “detalhamento de ajustes” (14B Preliminar e 14D Final) acrescentar colunas com informações referente à:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>– Valor da parcela diferida a ser liquidada e respectiva competência;</i> <i>– Valor da atualização monetária da referida parcela a ser liquidada e respectiva competência;</i> <p><i>Valor residual da Receita Diferida, deduzida das parcelas já liquidadas.</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p>6. Considerações finais <i>No setor elétrico brasileiro, a pandemia e seus efeitos têm causado a apreensão de agentes, consumidores e governo em razão dos possíveis impactos econômico-financeiros. Tal momento exige agilidade e atenção</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>às manifestações dos agentes impactados e essa Agência tem sido diligente em suas respostas à crise atual.</i></p> <p><i>Entende-se que a CP 037/2020 abriu um espaço para discussão de mudanças necessárias para o enfrentamento de tal cenário, tanto através da esfera financeira, como na abertura de novas ferramentas de gestão financeira, quanto nas propostas de aprimoramento dos mecanismos de gestão de contratação das distribuidoras, cuja efetividade tem sido tão esperada para resolver a questão das sobras de energia potencializadas pela redução da carga observada desde março de 2020.</i></p> <p><i>Deste modo, o Grupo CPFL Energia registra suas contribuições ao presente processo, a começar pelo mecanismo de diferimento de contratos regulados. Para esse item, propõe-se que, independentemente da opção de mecanismos a ser adotada, seja aplicado critério específico para a apuração da CVA em função dos valores diferidos considerando o montante de suprimento de energia mensal proporcional aos valores dos pagamentos realizados. Esse critério mantém de forma correta a alocação de todas as variáveis envolvidas sem causar distorções na CVA e, conseqüentemente, nas tarifas.</i></p> <p><i>Ainda neste mesmo item, solicita-se ainda à ANEEL que não sejam aplicados diferimentos compulsórios – uma vez que a obrigatoriedade da postergação de pagamentos tende a impactar de formas distintas os agentes, ao mesmo tempo em que esse mecanismo, por prever pagamentos entre as distribuidoras, adiciona também um risco de inadimplência. O Grupo CPFL Energia entende que é mais interessante preservar as propostas de diferimento que sejam opcionais aos agentes permitindo à cada empresa analisar suas alternativas, bem como definir suas estratégias.</i></p> <p><i>No entanto, sem prejuízos às contribuições anteriores, caso opte-se por aplicar a Alternativa 1 –” torna-se necessário considerar que o custo financeiro da operação de diferimento, isto é, a remuneração a ser paga pelas distribuidoras aos geradores, que será repassado às tarifas, não faz parte do preço de contratação de energia. Sugere-se, portanto, que o cômputo desse custo seja realizado de maneira análoga ao estabelecido na “CVA Método Tipo 3: Ajustes Financeiros” – cita-se trecho do Submódulo 4.2 do PRORET.</i></p> <p><i>Adicionalmente, destaca-se que, qualquer que seja a opção adotada, os relatórios divulgados pela CCEE que atualmente apresentam o total da Receita Fixa e Ajustes devem ser adaptados para apresentar também de forma distinta os valores relativos às operações de diferimento ou suspensão realizadas, uma</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>vez que tais informações são fundamentais para a correta alocação dos valores nos processos de reajuste tarifário.”</i></p> <hr/> <p><i>1 O objetivo da simplificação foi tão somente facilitar o entendimento dos possíveis efeitos do diferimento”</i></p>		
16	ENEL BRASIL	<p>A empresa apoia a alternativa 3, mas sugere que deve ser avaliado o impacto do diferimento na apuração da CVA, para que não ocorra descasamento no fluxo de caixa da distribuidora. Propõe que o custo do diferimento não seja arcado integralmente pela distribuidora, mas repassado à tarifa na proporção do limite regulatório.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p><i>“Um dos maiores impactos, da pandemia no setor, foi a redução do consumo de energia elétrica, a qual chegou a 12¹% no mês de maio de 2020, agravando o cenário de sobrecontratação das distribuidoras. A redução do consumo associada ao aumento verificado na inadimplência afeta sobremaneira o setor de distribuição e qualquer conduta que venha representar alívio à situação reflete positivamente, inclusive no consumidor final.</i></p> <p><i>Há, portanto, necessidade de flexibilização dos mecanismos de gestão contratual de energia das distribuidoras, não apenas devido aos efeitos da pandemia de COVID-19. É notória a crescente perda de flexibilidade das distribuidoras na gestão de seus níveis de contratação. Podemos destacar, dentre diversos fatores, a reduzida participação de CCEARs de Energia Existente nos portfólios, bem como das restrições impostas à celebração de acordos bilaterais previstos pela REN 711/2016 e dos processamentos de Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSDs, tanto para os de Energia Existente quanto para os de Energia Nova. Este tema será tratado com maiores detalhes mais adiante.</i></p> <p><i>Importante destacar que o Decreto 10.350, de 18/05/2020, classifica a redução de carga devido à COVID como involuntária, logo mecanismos adicionais de gestão contratual que aliviem a atual sobrecontratação conjuntural aos consumidores vão ao encontro dos esforços do princípio de modicidade tarifária e prover alívio financeiro aos agentes do setor elétrico que embasaram a própria criação da Conta COVID².</i></p> <p>1. SOBRE AS PROPOSTAS PARA ALÍVIO AO IMPACTO NO “CAIXA” DAS DISTRIBUIDORAS:</p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>1.1. Mecanismo centralizado de diferimento de pagamentos</u></p> <p><i>A ENEL apoia o mecanismo de diferimento de pagamentos de contratos regulados como mais uma medida complementar à proposta de Conta COVID autorizada pela Medida Provisória nº 950/2020. Das três propostas apresentadas pela SRM na NOTA TÉCNICA Nº 64/2020–SRM/ANEEL, a Enel entende que a terceira proposta, denominada “Mecanismo Centralizado com múltiplos compradores”, é a mais adequada, uma vez que permite a participação voluntária pelos agentes, característica sine qua non, que deve prevalecer qualquer que seja a forma final do mecanismo a ser estabelecido. Adicionalmente, a terceira proposta possui operacionalização mais simples e possivelmente resultará em um volume maior de negociação em relação a segunda proposta.</i></p> <p><i>Com relação ao diferimento de parcela da GAG de usinas cotistas com contratos de concessão resultantes dos Leilões nº 12, de 25/11/2015, e nº 01, de 27/09/2017, não se verifica óbice à participação destas nos mesmos moldes do mecanismo para os demais CCEARs, desde que se permaneça a voluntariedade da adesão ao mesmo.</i></p> <p><i>No entanto, importa considerar os pontos de aprimoramento abaixo, de forma a efetivar maior adesão das distribuidoras no mecanismo, e o mesmo proporcionar a maior quantidade possível de negociações:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Ajustes na CVA <p><i><u>Nos processos tarifários das distribuidoras, os custos regulatórios (incluindo os custos de compra de energia) são determinados por previsão e estão sujeitos a variações durante a vigência do novo período tarifário. Conforme definido no módulo 4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) e seus submódulos, a CVA³ se destina a capturar os desvios entre a previsão de custo feita no reajuste (ou revisão) anterior, e o valor efetivamente realizado (pago), sendo o saldo acumulado apurado, positivo ou negativo, compensado via tarifa no próximo processo tarifário. Em síntese, a metodologia de apuração da CVA de energia, definida no submódulo 4.2 do PRORET, considera a diferença entre a cobertura tarifária (Pmix em R\$/MWh), definida no último processo tarifário, e o valor efetivamente pago em cada contrato de compra de energia. Assim, os valores financeiros diferidos, conforme proposta da CP, serão automaticamente capturados pelo mecanismo da CVA, e passarão a ser “devolvidos” ao consumidor a partir do próximo processo tarifário, ficando</u></i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>indisponíveis às distribuidoras em prazo anterior àquele acordado no mecanismo e necessário para fazer frente aos impactos da pandemia. Para corrigir esta distorção é preciso ajustar o procedimento de apuração da CVA, nos casos de diferimento nos moldes da CP37, para considerar os valores pagos e os valores diferidos, ou alternativamente, considerar na definição do Pmix (cobertura tarifária) dos próximos processos tarifários, o adicional referente à amortização do diferimento.</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Custo financeiro do diferimento (taxa de remuneração dos geradores) <u>Importante destacar que a alocação dos custos financeiros do diferimento às distribuidoras tende a diminuir a atratividade do mecanismo. Assim, considerando que, pela proposta 3, estes custos são resultantes de um processo competitivo, centralizado, conduzido pela CCEE, com possibilidade de definição de um teto limite pela Aneel, e ainda, que os valores a serem diferidos são para garantir a hqiidez da cadeia produtiva do setor como um todo frente aos impactos da pandemia, convém buscar alternativas onde este custo seja neutralizado, repassando-os às tarifas de forma na proporção do limite regulatório para atendimento ao mercado e das sobras involuntárias.</u> <p>1 Dados prévios divulgados pela CCEE do período de 01 a 29 de maio. 2 Voto REN 885: Segundo o Ministério de Minas e Energia, a proposta estabelecida na regulamentação visa prover alívio financeiro, <u>trazendo liquidez ao segmento de distribuição, minimizando impactos tarifários que ocorreriam em 2020 para os consumidores de energia</u>, garantindo o fluxo de pagamentos (aos segmentos de transmissão e geração) e respeito aos contratos celebrados, com o foco na sustentabilidade de toda a cadeia de suprimento de energia elétrica e no equilíbrio do setor como um todo. Conforme artigo 10 do Decreto nº 10.350/2020, foi definido que a ANEEL regulará o disposto no regulamento. 3 Consoante PI MF/MME nº 025, de 2002, art. 1º, a CVA se destina a registrar as variações ocorridas no ciclo tarifário dos valores regulatórios de itens de custo da Parcela “A”, como compre de energia, encargos e custo de transmissão.”</p>		

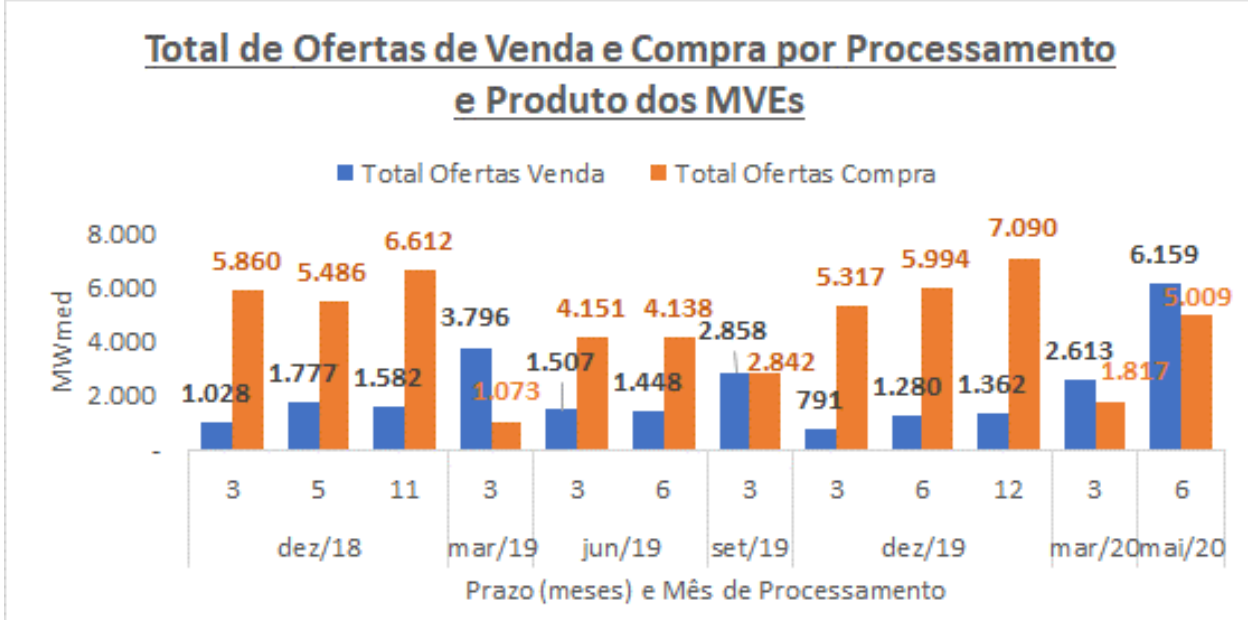
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
III.2 – FLEXIBILIZAÇÃO DO MCS D, DA RESOLUÇÃO NORMATIVA 711/2016 E DO MVE				
17	ABEEÓLIC A	<p>Concorda com os novos produtos e processamentos do MCSDEN e MVE.</p> <p>Justificativa: <i>“Em segundo lugar, quanto aos prazos e novos produtos apresentados aos mecanismos de MCSDEN e MVE por esta Agência, a ABEEólica também concorda com as alterações, tais quais:</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Aumento da periodicidade do MCSDEN A-1 para duas vezes por ano (uma em junho e outra antes do Leilão de Energia Existente A-1);</i> • <i>Aumento da periodicidade do MVE Anual; e</i> • <i>Aumento do horizonte e gama dos produtos do MVE mensais para: 2 anos, 1 ano, 1 semestre, 1 trimestre e 1 mês.”</i> </p>	Aceita	
18	ABEEÓLIC A	<p>Propõe que no MVE sejam ofertados produtos até o final dos anos A+1, A+2 ou A+3.</p> <p>Justificativa: <i>“Com relação ao MVE, teme-se pela sua baixa efetividade diante da situação atual do mercado de energia, que conta com redução abrupta de demanda prevista tanto para os próximos meses quanto para os próximos anos, que já totalizam 5GW médios ao ano no horizonte de 2020 a 2024, conforme revisões de carga conduzidas pelo ONS nos últimos meses. Associado a este cenário, houve uma redução expressiva do valor do PLD, que em abril/20 atingiu o valor mínimo de R\$ 39,68/MWh em todos os submercados. Deste modo, conforme já discutido anteriormente, sugerimos como possíveis melhorias ao mecanismo:</i> <ul style="list-style-type: none"> (i) <i>Aumento da oferta de produtos futuros em todas as rodadas: outro ponto importante e que pode contribuir é a possibilidade da oferta de produtos futuros e de maior prazo em todas as rodadas. Exemplo: até final do ano A+1, A+2 ou A+3. É uma forma de desvinculação dos preços das projeções de curto prazo de PLD.”</i> </p>	Aceita	
19	ABEEÓLIC A	<p>Propõe a antecipação do processamento de múltiplas ofertas, previsto para 2021.</p> <p>Justificativa:</p>	Não aceita	Contribuição perdeu objeto, pois o último MVE

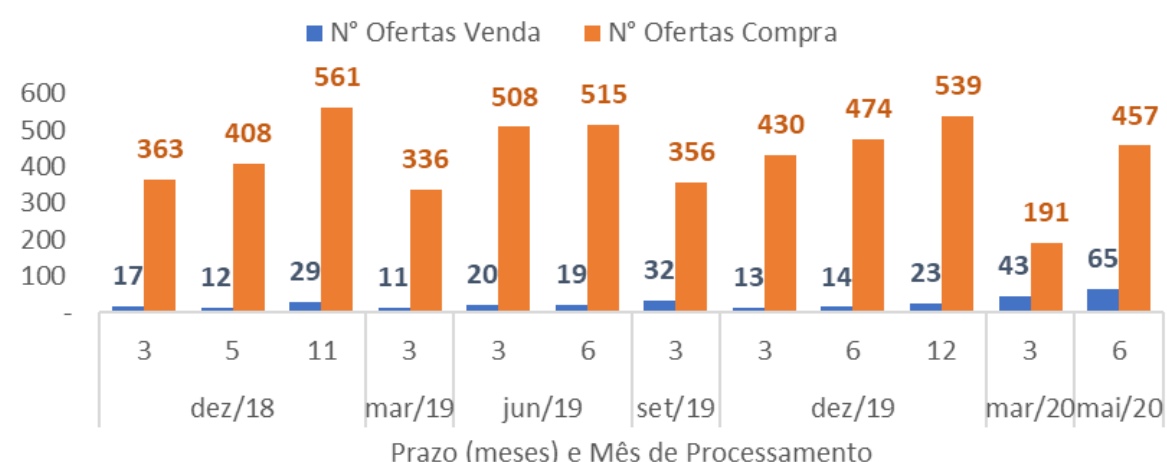
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<i>“(ii) Antecipação do processamento de rodadas multiofertas, previsto para 2021, de forma a tornar o MVE mais dinâmico e compatível com as diferentes percepções de riscos do tomador de decisão, permitindo tanto a distribuidora quanto o comprador ofertar mais de um preço e volume em todos produtos negociados.”</i>		de 2020 já foi realizado em setembro.
20	ABEEÓLIC A	<p>Propõe a criação do MVE Ex-post mensal.</p> <p>Justificativa: <i>“Criação de MVE Ex-Post Mensal: Esse mecanismo permitiria às empresas liquidarem tanto a sobra quanto necessidade de energia já sabido o PLD, carga e geração do mês realizado.”</i></p>	Não aceita	Ver seção III.2.2.
21	ABEEÓLIC A	<p>Propõe que seja permitida a participação de geradores nos MCSD A0.</p> <p>Justificativa: <i>“Permitir ofertas de redução nos MCSDs A0 para geradores que ainda não tenham entrado em operação comercial. Poderiam ofertar reduções também outros geradores que tenham sofrido redução da garantia física ou estejam com a operação comercial suspensa: atualmente, os MCSDs A0 só possibilitam a participação de distribuidoras. Considerando o cenário de sobrecontratação sistêmico previsto até 2024, é de se esperar, como já se tem observado, uma eficácia mínima ou nula de troca entre distribuidoras nestes processamentos. Uma forma de elevar a eficácia destes processamentos seria permitir ofertas de redução nos MCSDs A0 para geradores em atraso.”</i></p>	Não aceita	Ver seções III.2.1, III.2.2 e III.2.3.
22	ABEEÓLIC A	<p>Propõe alternativa para a participação de geradores em operação comercial nos MCSD de longo prazo e na REN 711/2016.</p> <p>Justificativa: <i>“II – Da necessidade de participação de empreendimentos existentes nas alternativas de descontratação: Adicionalmente, de forma a refletir os pontos já destacados no teor da proposta apresentada e considerando a situação em que estamos enfrentando, a descontratação somente de empreendimentos em construção não será capaz de atender as necessidades das distribuidoras. Assim, uma possibilidade eficaz que trazemos no escopo da presente CP, como alternativa adicional aos agentes para mitigar a</i></p>	Não aceita	Ver seção III.2.1.

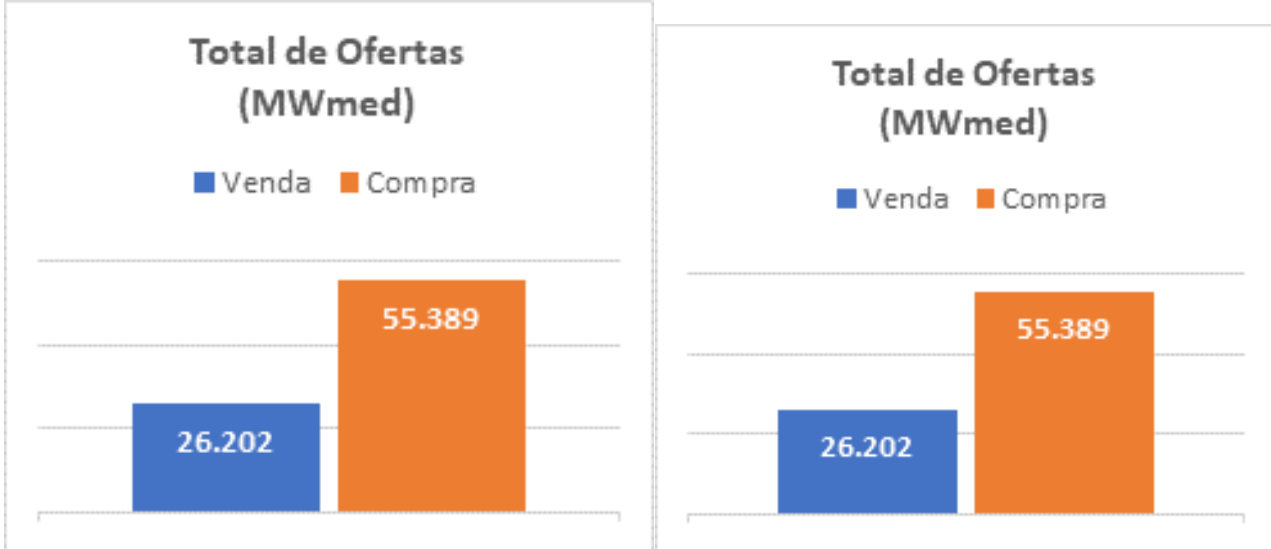
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>sobrecontratação, é a permissão da participação das usinas cujas unidades geradoras já se encontrem em operação comercial, contrariando o que foi disposto no parágrafo nº 124 da Nota Técnica Nº 64/2020–SRM/ANEEL, pelos motivos abaixo destacados</i></p> <p><i>A Resolução Normativa nº 711/2016, antes de ser alterada pela Resolução Normativa nº 824/2018, permitia a celebração de acordos bilaterais entre as partes signatárias de CCEARs, independente do projeto estar ou não em operação comercial. Já o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova - MCSDEN que foi estabelecido através da REN 693/2015 - alterada pela REN 727/2016, a qual também foi revista pela Resolução Normativa nº 824/2018, permitia (além da troca de energia entre as distribuidoras), a descontração de CCEAR por parte de geradores a partir de um mecanismo centralizado, independente do projeto estar ou não em operação comercial, sendo mais um instrumento disponível às distribuidoras para gerenciar suas sobras contratuais. Nele, caso as sobras declaradas pelas distribuidoras superem os déficits, é permitida a participação dos geradores através de um leilão reverso, em que os CCEARs com preços mais elevados são descontratados primeiro até que todas as sobras sejam suprimidas ou que todas as ofertas de descontração sejam firmadas.</i></p> <p><i>Ambas as ferramentas representaram um avanço na regulamentação vigente de forma a possibilitar maior gestão das distribuidoras frente a variações inesperadas da carga. Neste sentido, a ABEEólica entende que os mecanismos acima citados, mantendo os projetos que se encontram em operação comercial, são mecanismos importantes na gestão do portfólio.</i></p> <p><i>Outra questão relativa à REN 711/2016 que merece um endereçamento adequado, em linha com as preocupações expostas pela SRM, é o tratamento a ser conferido à energia descontratada bilateralmente de empreendimentos de fontes incentivadas.</i></p> <p><i>Neste contexto, a proposta para prevenir tais efeitos para a CDE, seria uma alternativa de mecanismo estritamente financeiro, uma operação de SWAP de energia, onde no momento do registro do acordo, ao invés de reduzir o montante contratado entre as partes, registrar um contrato de venda da distribuidora para o gerador no exato montante a ser negociado e com mesmo preço de venda. Caso o contrato seja relativo a empreendimento de fonte incentivada, a energia deste contrato de venda seria registrada como IO, ou seja, incentivada, porém sem direito ao desconto na TUSD/TUST. Entendemos que esta proposta,</i></p>		

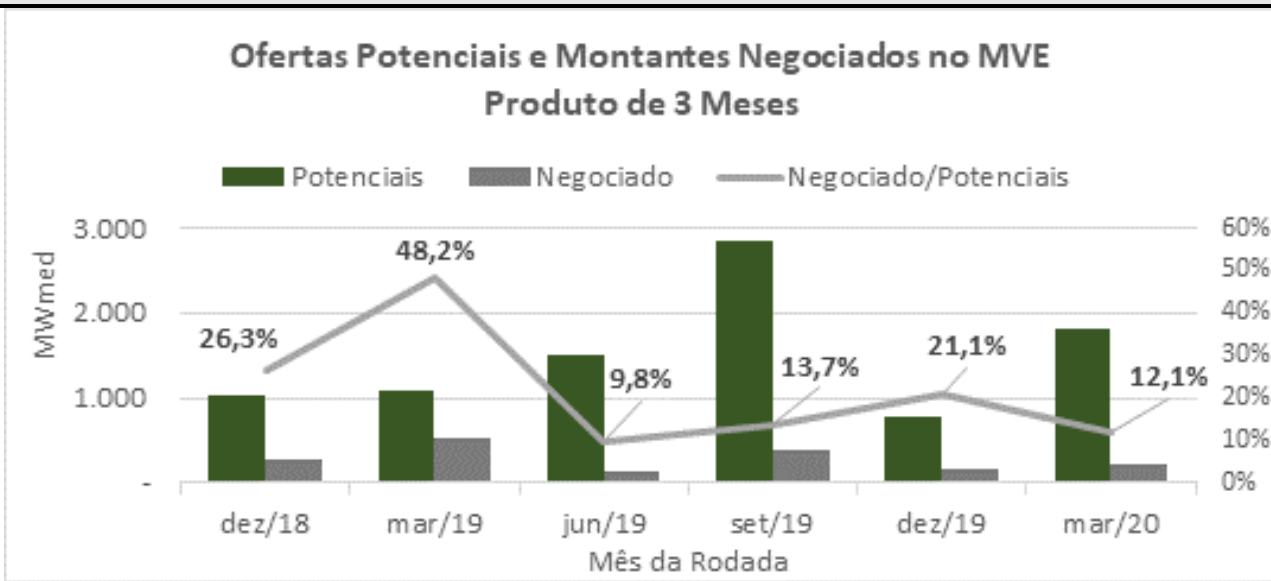
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>cujos trâmites operacionais ainda serão aprofundados junto às entidades envolvidas, além de resolver o problema de oneração da CDE, resolveria também a questão da necessidade dos vendedores solicitarem anuência aos bancos financiadores, pois os montantes originalmente contratados não seriam alterados. Adicionalmente, caso a SRM entenda que poderia haver arbitragem por parte dos geradores, alternativamente pode-se estabelecer um prazo mínimo para o registro de acordos envolvendo empreendimentos em operação comercial, como forma de desvincular a marcação de preço a um PLD conjuntural. A ABEEólica desde logo se coloca à inteira disposição para avançar na referida proposição. A vantagem de um mecanismo como a REN 711 sobre o MVE é permitir a negociação bilateral em qualquer momento do ano. Devido à matriz elétrica brasileira, de forte dependência hídrica, há elevada volatilidade de preços ao longo das semanas, de forma que poder negociar a energia em semanas de maior preço no mercado livre confere maior flexibilidade de negociação e, portanto, potencial de trazer maiores benefícios aos consumidores.</i></p> <p><i>Por outro lado, o MCSDEN, operacionalizado através de um leilão reverso, em que os contratos mais caros são os primeiros a serem descontratados, garante o atendimento ao princípio de modicidade tarifária. Vale ainda destacar que o MCSDEN prioriza a troca de energia entre distribuidoras deficitárias e superavitárias, sendo o gerador agente passivo neste mecanismo. Apenas nos casos em que as sobras de energia superam os déficits há a possibilidade de o gerador participar das reduções contratuais, priorizados a partir do preço de venda mais elevado. O MCSDEN pode trazer como incentivos adicionais aos geradores uma melhor gestão de penalidades de lastro advindas do CCEAR ou possibilidade de redução da quantidade vendida de energia, bem como prazos de descontração não atingidos hoje pelo MVE.</i></p> <p><i>Com a assunção da crise promovida pela pandemia pelo COVID-19, o cenário de sobrecontratação das distribuidoras projetado para 2020 se mostra desafiador. Portanto, a manutenção da REN 711/2016 e da REN 693/2015 para os projetos que se encontram em operação comercial se mostra importante para manter a flexibilidade da distribuidora para realizar ajustes em seu nível de contratação frente a eventos inesperados e para eventuais ajustes da sazonalidade de sua carga.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Para desvincular a descontração de energia em ambos os mecanismos da possibilidade de arbitragem de preços (PLD projetado x preço do CCEAR) por parte dos geradores, conforme já sugerido anteriormente, é possível se valer de prazos maiores de descontração, como de 3 a 5 anos. Para os distribuidores, o prazo poderia ser concatenando com uma estratégia de declaração de demanda nula no Leilão de Energia Nova A-4, constituindo uma redução uniforme de energia em seu horizonte de contratação futuro. Em outras palavras, a decisão do gerador é tomada com base em um nível de PLD mais estrutural do que ao PLD conjuntural no horizonte de curto prazo.</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>Permitir ofertas de redução para geradores em operação comercial em MCSDs de mais longo prazo, condicionado ao selo IO para energia descontratada de fontes incentivadas: Poderiam ser criados produtos com término mais longo, por exemplo até o final do ano A+1, A+2 ou A+3, desde que seja condicionado à atribuição do selo IO para energia recontratada pelos geradores de fontes incentivadas. A operacionalização desse MCSD EN poderia ser equacionada de tal forma que os contratos de longo prazo (que em sua maioria dos casos são dados como recebíveis aos bancos de financiamento) não precisariam ser aditivados. Essa recompra da energia seria feita de forma análoga ao MVE, porém com preço equivalente ao original do leilão numa espécie de instrumento financeiro adicionado para permitir a alteração do lastro liberado para o gerador com selo IO. Com relação à preocupação da arbitragem de preços, um prazo maior de descontração associado e/ou uma maior antecedência de processamento do MCSD, bem como à realização prévia do MVE poderiam garantir maior eficiência ao processo permitindo uma maior proteção ao consumidor.”</i></p>		
23	ABEEÓLICA	<p>Com relação aos aspectos de repasse tarifário do MVE tratados na Audiência Pública nº 25/2019, o agente propõe que a apuração do resultado de cada operação do MVE não leve em consideração o PLD, por considerar que o mecanismo já é considerado eficiente.</p> <p>Justificativa:</p> <p><i>“1 – Do histórico do Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE e da necessidade de aprimoramento: No tocante ao MVE, vale reforçar que, desde sua regulamentação por meio da REN nº 824/2018, este mecanismo já foi processado em 7 oportunidades, com ampla participação de agentes do mercado, mas</i></p>	Não aceita	Ver seção III.2.4.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																											
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																							
		<p>com uma certa frustração nos resultados frente a alta disposição para negociação, conforme demonstrado a seguir.</p> <p>O volume total ofertado pelas distribuidoras em todos os produtos, considerando todos os processamentos do MVE, soma 26.202 MWmed, com uma participação média ponderada de 32 ofertantes por processamento. Enquanto, do lado da demanda, o total de ofertas de compra foi de 55.389 MWmed, com uma participação média ponderada de 456 demandantes por processamento.</p> <p>Das ofertas de venda e compra, 21.516 MWmed podem ser consideradas “potenciais”, isto é, pares negociais poderiam ter sido formados caso houvesse preço satisfatório para a negociação. Porém, do montante total de ofertas potenciais, apenas 3.357 MWmed, ou 15,6%, foram efetivamente negociados nos processamentos já realizados, o que indica que há forte dificuldade de se encontrar um preço de equilíbrio para a negociação, conforme demonstramos nos gráficos abaixo.</p>																																									
		<p style="text-align: center;">Total de Ofertas de Venda e Compra por Processamento e Produto dos MVEs</p>  <table border="1"> <caption>Data for Total de Ofertas de Venda e Compra por Processamento e Produto dos MVEs</caption> <thead> <tr> <th>Processamento</th> <th>Total Ofertas Venda (MWmed)</th> <th>Total Ofertas Compra (MWmed)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>dez/18 (3)</td> <td>1.028</td> <td>5.860</td> </tr> <tr> <td>dez/18 (5)</td> <td>1.777</td> <td>5.486</td> </tr> <tr> <td>dez/18 (11)</td> <td>1.582</td> <td>6.612</td> </tr> <tr> <td>mar/19 (3)</td> <td>3.796</td> <td>1.073</td> </tr> <tr> <td>mar/19 (3)</td> <td>1.507</td> <td>4.151</td> </tr> <tr> <td>mar/19 (6)</td> <td>1.448</td> <td>4.138</td> </tr> <tr> <td>set/19 (3)</td> <td>2.858</td> <td>2.842</td> </tr> <tr> <td>set/19 (3)</td> <td>791</td> <td>5.317</td> </tr> <tr> <td>dez/19 (6)</td> <td>1.280</td> <td>5.994</td> </tr> <tr> <td>dez/19 (12)</td> <td>1.362</td> <td>7.090</td> </tr> <tr> <td>mar/20 (3)</td> <td>2.613</td> <td>1.817</td> </tr> <tr> <td>mai/20 (6)</td> <td>6.159</td> <td>5.009</td> </tr> </tbody> </table>	Processamento	Total Ofertas Venda (MWmed)	Total Ofertas Compra (MWmed)	dez/18 (3)	1.028	5.860	dez/18 (5)	1.777	5.486	dez/18 (11)	1.582	6.612	mar/19 (3)	3.796	1.073	mar/19 (3)	1.507	4.151	mar/19 (6)	1.448	4.138	set/19 (3)	2.858	2.842	set/19 (3)	791	5.317	dez/19 (6)	1.280	5.994	dez/19 (12)	1.362	7.090	mar/20 (3)	2.613	1.817	mai/20 (6)	6.159	5.009		
Processamento	Total Ofertas Venda (MWmed)	Total Ofertas Compra (MWmed)																																									
dez/18 (3)	1.028	5.860																																									
dez/18 (5)	1.777	5.486																																									
dez/18 (11)	1.582	6.612																																									
mar/19 (3)	3.796	1.073																																									
mar/19 (3)	1.507	4.151																																									
mar/19 (6)	1.448	4.138																																									
set/19 (3)	2.858	2.842																																									
set/19 (3)	791	5.317																																									
dez/19 (6)	1.280	5.994																																									
dez/19 (12)	1.362	7.090																																									
mar/20 (3)	2.613	1.817																																									
mai/20 (6)	6.159	5.009																																									

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																											
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																							
		<p style="text-align: center;">Quantidade de Ofertas de Venda e Compra por Processamento e Produto dos MVEs</p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th>Prazo (meses) e Mês de Processamento</th> <th>Nº Ofertas Venda</th> <th>Nº Ofertas Compra</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3 dez/18</td> <td>17</td> <td>363</td> </tr> <tr> <td>5 dez/18</td> <td>12</td> <td>408</td> </tr> <tr> <td>11 dez/18</td> <td>29</td> <td>561</td> </tr> <tr> <td>3 mar/19</td> <td>11</td> <td>336</td> </tr> <tr> <td>3 jun/19</td> <td>20</td> <td>508</td> </tr> <tr> <td>6 jun/19</td> <td>19</td> <td>515</td> </tr> <tr> <td>3 set/19</td> <td>32</td> <td>356</td> </tr> <tr> <td>3 set/19</td> <td>13</td> <td>430</td> </tr> <tr> <td>6 dez/19</td> <td>14</td> <td>474</td> </tr> <tr> <td>12 dez/19</td> <td>23</td> <td>539</td> </tr> <tr> <td>3 mar/20</td> <td>43</td> <td>191</td> </tr> <tr> <td>6 mai/20</td> <td>65</td> <td>457</td> </tr> </tbody> </table>	Prazo (meses) e Mês de Processamento	Nº Ofertas Venda	Nº Ofertas Compra	3 dez/18	17	363	5 dez/18	12	408	11 dez/18	29	561	3 mar/19	11	336	3 jun/19	20	508	6 jun/19	19	515	3 set/19	32	356	3 set/19	13	430	6 dez/19	14	474	12 dez/19	23	539	3 mar/20	43	191	6 mai/20	65	457		
Prazo (meses) e Mês de Processamento	Nº Ofertas Venda	Nº Ofertas Compra																																									
3 dez/18	17	363																																									
5 dez/18	12	408																																									
11 dez/18	29	561																																									
3 mar/19	11	336																																									
3 jun/19	20	508																																									
6 jun/19	19	515																																									
3 set/19	32	356																																									
3 set/19	13	430																																									
6 dez/19	14	474																																									
12 dez/19	23	539																																									
3 mar/20	43	191																																									
6 mai/20	65	457																																									

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS					
#	Entidade	Texto		Aproveitamento	Justificativa
		 <p>Essa dificuldade, de certa forma, poderia ser justificada nas rodadas iniciais do mecanismo, já que, tratando-se de novidade para as distribuidoras, estas enfrentariam, em princípio, dificuldade para definir o preço de oferta, além do tempo para amadurecerem seu entendimento sobre as regras de apuração de resultado das negociações quando da oportunidade de seu processo tarifário, conforme já mencionado acima a ausência de regulamentação da AP 25/2019, e cuja redução no índice de montantes negociados sobre ofertas potenciais a partir da referida AP é demonstrada abaixo.</p>			

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																												
		<p style="text-align: center;">Ofertas Potenciais e Montantes Negociados no MVE Produto de 3 Meses</p>  <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico: Ofertas Potenciais e Montantes Negociados no MVE</caption> <thead> <tr> <th>Mês da Rodada</th> <th>Potenciais (MW/med)</th> <th>Negociado (MW/med)</th> <th>Negociado/Potenciais (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>dez/18</td> <td>~1.000</td> <td>~263</td> <td>26,3%</td> </tr> <tr> <td>mar/19</td> <td>~1.000</td> <td>~482</td> <td>48,2%</td> </tr> <tr> <td>jun/19</td> <td>~1.500</td> <td>~147</td> <td>9,8%</td> </tr> <tr> <td>set/19</td> <td>~2.800</td> <td>~384</td> <td>13,7%</td> </tr> <tr> <td>dez/19</td> <td>~800</td> <td>~168</td> <td>21,1%</td> </tr> <tr> <td>mar/20</td> <td>~1.800</td> <td>~218</td> <td>12,1%</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>De outro lado, importa analisar quais tipos de produto que têm sido efetivamente negociados via MVE, isto é, que tipo de energia tem sido mais negociada (convencional ou especial) e como tem se dado os preços negociados (fixos ou PLD + spread). Observa-se que as negociações de energia especial têm sido muito mais presentes do que as de energia convencional no MVE; 79% de toda a energia negociada foi do tipo especial. Além disso, verifica-se que 58% do total negociado tem se dado à PLD + spread, o que indica forte aversão a risco das distribuidoras em negociar produtos à preço fixo.</i></p>	Mês da Rodada	Potenciais (MW/med)	Negociado (MW/med)	Negociado/Potenciais (%)	dez/18	~1.000	~263	26,3%	mar/19	~1.000	~482	48,2%	jun/19	~1.500	~147	9,8%	set/19	~2.800	~384	13,7%	dez/19	~800	~168	21,1%	mar/20	~1.800	~218	12,1%		
Mês da Rodada	Potenciais (MW/med)	Negociado (MW/med)	Negociado/Potenciais (%)																													
dez/18	~1.000	~263	26,3%																													
mar/19	~1.000	~482	48,2%																													
jun/19	~1.500	~147	9,8%																													
set/19	~2.800	~384	13,7%																													
dez/19	~800	~168	21,1%																													
mar/20	~1.800	~218	12,1%																													

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																			
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa															
		<p style="text-align: center;">Total Negociado nas Rodadas Históricas do MVE</p> <table border="1"> <caption>Data from Pie Chart: Total Negociado nas Rodadas Históricas do MVE</caption> <thead> <tr> <th>Category</th> <th>Value (MWmed)</th> <th>Percentage</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Especial à PLD + Spread</td> <td>1.877</td> <td>56%</td> </tr> <tr> <td>Especial à Preço Fixo</td> <td>762</td> <td>23%</td> </tr> <tr> <td>Conventional à Preço Fixo</td> <td>640</td> <td>19%</td> </tr> <tr> <td>Conventional à PLD + Spread</td> <td>78</td> <td>2%</td> </tr> </tbody> </table>	Category	Value (MWmed)	Percentage	Especial à PLD + Spread	1.877	56%	Especial à Preço Fixo	762	23%	Conventional à Preço Fixo	640	19%	Conventional à PLD + Spread	78	2%		
Category	Value (MWmed)	Percentage																	
Especial à PLD + Spread	1.877	56%																	
Especial à Preço Fixo	762	23%																	
Conventional à Preço Fixo	640	19%																	
Conventional à PLD + Spread	78	2%																	
		<p><i>Na ótica dos demandantes, ressalta-se que as negociações à PLD + spread ocorrem quando há escassez ou má alocação de lastro de energia no mercado livre. Assim, estes demandantes eventualmente aceitam incorrer no risco de volatilidade do PLD e, adicionalmente, pagam prêmio, para mitigar o risco de sofrer com penalidades. Isso ocorreu notoriamente nos últimos anos no mercado de energia especial, onde a demanda esteve maior do que a oferta no ACL, enquanto havia sobras relevantes contratuais deste tipo de energia no ACR. Portanto, justifica-se as vendas majoritariamente terem ocorrido no mercado de energia especial à PLD + spread.</i></p> <p><i>Ocorre que, como o mercado de energia especial é inferior ao mercado de energia convencional, em um momento como o atual, onde há relevante sobra generalizada de energia para as distribuidoras, entende-</i></p>																	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>se que, se não houver atratividade para estas negociarem energia também no mercado convencional e/ou a preço fixo, tendo como base o resultado dos processamentos do MVE já realizados, haverá bastante dificuldade de utilizar esse mecanismo efetivamente para gestão do portfólio das distribuidoras. Conclui-se assim, que, além da criação de novos produtos, as regras do MVE precisam ser primeiramente definidas além de rediscutidas, de forma a tornar o mecanismo mais atrativo para a participação das distribuidoras. Adicionalmente, visto que o MVE se trata de mecanismo centralizado, com ampla possibilidade de participação dos agentes de mercado e, eventualmente, com regras bem definidas, é razoável admitir que qualquer negociação através do mecanismo pode ser considerada eficiente no sentido de refletir as melhores condições de mercado naquele momento. Isso fica ainda mais evidente quando se considera que o preço final de todos os contratos negociados no MVE não são necessariamente aqueles ofertados individualmente pela distribuidora, mas o preço de equilíbrio do mecanismo.</i></p> <p><i>Sendo assim, entende-se que como dispensável a apuração do resultado de cada operação no MVE com base no PLD que se verificar posteriormente à sua realização, já que, como destacado anteriormente, o preço de cada negociação no MVE pode ser considerado eficiente, além de que, um dos objetivos principais das negociações de energia, inclusive pelas distribuidoras, não é de se obter ganhos frente à liquidação no mercado de curto prazo, mas sim proteger o portfólio contra variações do PLD.</i></p> <p><i>Ainda no sentido de se aprimorar o MVE, propõe-se que o mecanismo preveja produtos de prazos mais alongados, com duração de 3 a 5 anos, por exemplo. Estes produtos são essenciais para evitar que a conjuntura de preços de curto prazo torne inviável as negociações no mecanismo. Em produtos de prazos mais alongados, os preços tendem a refletir melhor as condições estruturais do mercado, o que traria possibilidades mais abrangentes para a gestão do portfólio para as distribuidoras, ao encontro do que se pretende na presente CP.</i></p> <p><i>Para tanto, ressalta-se novamente a necessidade de fortalecer as regras do MVE para garantir maior adesão das distribuidoras a produtos a preço fixo. Isso porque as negociações à PLD + spread ficam prejudicadas para produtos de prazos mais longos, já que, quanto maior o prazo de negociação, maior é a aversão ao risco dos agentes de mercado às variações do PLD. Aliás, este é o objetivo principal das contratações de médio e longo prazo, prover estabilidade financeira ao fluxo de caixa dos agentes.</i></p> <p><i>(...)</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<i>Pelo exposto acima, defendemos a implementação de mecanismo de descontração, com adoção dos ajustes da regra de apuração dos ônus e bônus das distribuidoras propostos na Audiência Pública nº 25 de 2019, estendendo-se para empreendimentos existentes, assegurando benefício ou neutralidade tarifária ao consumidor e trazendo discricionariedade a distribuidora em gerir sua sobrecontratação.”</i>		
24	ABEEÓLIC A	<p>Propõe que sejam ofertados no MVE produtos de 3 a 5 anos.</p> <p>Justificativa: <i>“Ainda no sentido de se aprimorar o MVE, propõe-se que o mecanismo preveja produtos de prazos mais alongados, com duração de 3 a 5 anos, por exemplo. Estes produtos são essenciais para evitar que a conjuntura de preços de curto prazo torne inviável as negociações no mecanismo. Em produtos de prazos mais alongados, os preços tendem a refletir melhor as condições estruturais do mercado, o que traria possibilidades mais abrangentes para a gestão do portfólio para as distribuidoras, ao encontro do que se pretende na presente CP.”</i></p>	Aceita	
25	ABIAPE	<p>A associação manifesta concordância com os aprimoramentos propostos na CP 37/2020 e propõe a ampliação definitiva do limite para venda de energia pelas distribuidoras no MVE.</p> <p>Justificativa: <i>“2. Contribuição</i> <i>A despeito da conjuntura atual, a origem do problema discutido nessa CP encontra-se no quadro permanente de sobrecontratação das distribuidoras. Esse escape do ponto de equilíbrio sistêmico é provocado não apenas pela dificuldade das distribuidoras em prever o comportamento da demanda do mercado em uma janela de mais longo prazo, mas também pela assimetria de riscos e obrigações assumidos pelas distribuidoras quando comparados os cenários de subcontratação e de sobrecontratação. O incentivo perverso que conduz à sobrecontratação das distribuidoras prejudica sobremaneira o consumidor cativo que carrega na tarifa de energia o ônus desse comportamento.</i> <i>Na percepção da ABIAPE, a proposta em consulta pública de flexibilizar os mecanismos de gestão contratual existentes é a única que traz uma alternativa sustentável para um modelo setorial que ainda não caminhou na direção da separação entre fio e energia. As demais medidas propostas, que têm o seu</i></p>	Parcialmente aceita	Ver seção III.2.2.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>mérito embasado no combate aos efeitos momentâneos de redução da demanda, apesar de sua importância, servirão apenas como atenuante pontual.</i></p> <p><i>Assim, visando encaminhar uma solução adequada ao problema regulatório existente, a ABIAPE manifesta apoio à proposta de definição permanente de novas rodadas anuais de MCSD e MVE, bem como a criação de novos produtos do MVE. A Associação destaca ainda a necessidade de reflexão pela Agência sobre outras flexibilizações aos mecanismos existentes, a exemplo da ampliação definitiva do limite para venda de energia pelas distribuidoras no MVE – o que poderia representar maior eficiência alocativa entre os ambientes de comercialização regulado e livre.</i></p> <p><i>Por fim, a ABIAPE reforça que, além de fornecer instrumentos que fomentem uma gestão contratual equilibrada pelas distribuidoras, o Regulador deve-se atentar à aplicação de incentivos regulatórios para que as distribuidoras sejam mais eficientes na desconstrução. Com isso, objetiva-se que a ampliação dos instrumentos de gestão de risco do monopolista, proposto nessa Consulta Pública, sejam de fato utilizados para alcançar uma alocação mais justa e coerente das responsabilidades e custos relacionados à sobrecontratação.”</i></p>		
26	ABRACE	<p>A associação corrobora a proposta da ANEEL atinente ao MVE.</p> <p><u>Justificativa:</u> “Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE <i>A regulamentação da venda de excedentes é tratada no art. 6º da Lei 13.360/2016. A Lei em tela alterou a redação da Lei 9.074/1995, incluindo o § 13 no art. 4º onde autorizou as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme regulação da Aneel, negociar com consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, contratos de venda de energia elétrica.</i> <i>Ainda, o Decreto 9.143/2017, incluiu o art. 47-A no Decreto 5.163/2004, autorizando as distribuidoras a negociar energia no ACL, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado, com consumidores livres, comercializadores, geradores e autoprodutores.</i> <i>Analisando a abrangência do tema, e as relevantes considerações apresentadas na Nota Técnica nº 64/2020-SRM/ANEEL frente à abrupta redução de carga no setor elétrico brasileiro, a Abrace parabeniza</i></p>	Aceita	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>a Agência e sua equipe técnica, quanto a proposta da criação de novos produtos para a comercialização de energia no MVE.</i></p> <p><i>Esta mudança, junto com as demais tratadas na nota técnica, podem reduzir o montante de sobrecontratação das distribuidoras para 2021, e, dar mais liquidez às operações do setor, permitindo que mais energia esteja disponível para contratação no mercado livre.</i></p> <p><i>Especificamente no tema do MVE, a alteração para periodicidade mensal pode trazer benefícios para todos os consumidores, ampliando as possibilidades de oferta por parte das distribuidoras, reduzindo sua sobrecontratação e possibilitando uma maior gestão de seu portfólio de contratos, além de permitir uma maior oferta de sobras contratuais de energia elétrica para o Ambiente de Contratação Livre – ACL.</i></p> <p><i>O mecanismo de venda de excedentes deve possuir características de mercado, e ser o mais flexível possível, possibilitando um importante ajuste fino na contratação das distribuidoras, desta forma a ABRACE corrobora a proposta inicial da Agência atinente ao MVE frente à sobrecontratação causada pela pandemia de COVID-19.”</i></p>		
27	ABRACEEL	<p>A associação fez o seguinte resumo das propostas apresentadas.</p> <p>“Resumo</p> <ul style="list-style-type: none"> - Apoiamos a criação de novos produtos no MVE e a realização do MCSDEN A-1 duas vezes ao ano; - Deve ser antecipada a possibilidade de o agente realizar múltiplos lances no mesmo produto no MVE; - Outros aperfeiçoamentos nas regras do MVE são necessários e devem ser aprovados o quanto antes, de modo a tornar o mecanismo mais atrativo, seguro e eficaz, como (i) revisão da regra de apuração dos ônus e bônus das distribuidoras; e (ii) exclusão do limite de venda dos vendedores. <p>(...)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Deve ser avaliada a reincorporação de empreendimentos existentes no MCSD, desde que assegurada a neutralidade ou redução tarifária ao consumidor cativo.” <p>Justificativa:</p> <p>“MVE e MCSDEN</p>	Parcialmente aceita	O último MVE de 2020 já ocorreu em setembro. Ver seções III.2.1 a III.2.4.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>O MVE foi constituído para ser o principal mecanismo de transferência de energia do ambiente regulado para o livre, sendo uma importante ferramenta para a gestão da contratação das distribuidoras e fundamental para o equilíbrio da oferta de lastro entra os ambientes de contratação regulada e livre.</i></p> <p><i>O amplo e transparente diálogo com as entidades governamentais, em especial com a Aneel, permitiu constituir um mecanismo muito importante para a gestão contratual das distribuidoras e capaz de oferecer maior liquidez ao mercado.</i></p> <p><i>A título de ilustração, em 2019 o MVE permitiu a negociação de 3 GW médios e os quatro processamentos realizados em 2020 já permitiram que as distribuidoras reduzissem em mais de 650 MW médios suas sobras contratuais deste ano, que foram absorvidas pelo mercado livre.</i></p> <p><i>A Abraceel se orgulha de ter tido intensa atuação propositiva para criação e aprimoramento do MVE, parabenizando o regulador pela costumeira receptividade das considerações do mercado livre ao longo de todas as discussões relacionadas ao assunto.</i></p> <p><i>Vale lembrar, por exemplo, que alguns aprimoramentos propostos pela Abraceel já haviam sido aprovados para serem operacionalizadas em 2021, como: (i) possibilidade de realizar múltiplos lances para o mesmo produto, (ii) exclusão do critério de desempate por quantidade de lotes, e (iii) novo produto para o 2º semestre do ano subsequente.</i></p> <p><i>Agora, em face às consequências da pandemia do coronavírus, esse “vaso comunicante” entre ACR e ACL ganha maior relevância, sendo desejável a discussão de aperfeiçoamentos para maximizar seus resultados, principalmente diante do cenário de sobrecontratação generalizada no ACR e tendência de ampliação do mercado livre.</i></p> <p><i>Nesse sentido, aproveitamos para elogiar as medidas adotadas pela Agência no curto prazo, em caráter extraordinário, como a majoração do limite de venda das distribuidoras para 30% e aprovação de processamentos extraordinários do MVE e do MCSDEN A-1.</i></p> <p><i>Essas são medidas de extrema importância para a gestão do portfólio das distribuidoras, principalmente diante desta situação emergencial, capazes de assegurar maior liquidez para o mercado livre e que contribuem para um melhor equilíbrio do setor.</i></p> <p><i>Já para o longo prazo, a agência discute via a Consulta Pública 37/2020 as seguintes medidas:</i></p> <p><i>“Art. 5º O processamento do MCS D Energia Nova será realizado:</i></p>		

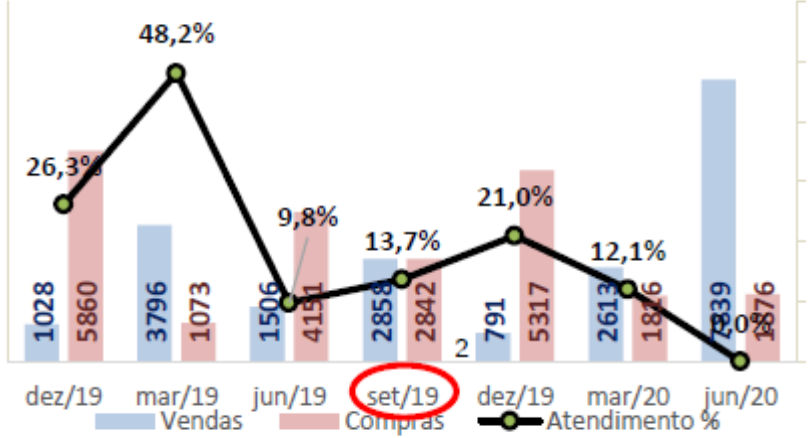
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>(...)</p> <p><i>II – duas vezes por ano, uma no mês de junho e outra após a realização do Leilão de Energia Existente A-1, para cessões que terão vigência no ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova, processado em rodadas sucessivas que abrangem os seguintes intervalos, em ordem de prioridade:</i></p> <p><i>a) 1º de janeiro a 31 de dezembro;</i></p> <p><i>b) 1º de janeiro a 30 de setembro;</i></p> <p><i>c) 1º de janeiro a 30 de junho; e</i></p> <p><i>d) 1º de janeiro a 31 de março;”</i></p> <p><i>“(…) Quanto ao processamento do MVE Anual para vigência no ano seguinte, entendemos que não há prejuízo caso seu processamento seja realizado em dois momentos de forma permanente: um no final do ano, conforme já previsto, e outro com 6 meses de antecedência, em junho do ano anterior ao de vigência. Além disso, por considerarmos o MVE o melhor instrumento disponível para gestão contratual das distribuidoras, julgamos oportuna a expansão dos produtos disponíveis para oferta pelas distribuidoras dos seus excedentes contratuais, com a criação de produtos A-2, para vigência dois anos à frente, e de produtos com vigência mensal (...)”</i></p> <p><i>Corroboramos a visão da área técnica e com as propostas de aumentar os produtos do MVE e realizar o MCSDEN A-1 duas vezes ao ano, tal como sugerido na nota técnica. Essas propostas, bem como as medidas tomadas no curto prazo, vão em linha com os pleitos defendidos pela Abraceel ao longo dos anos, desde a instituição do MVE.</i></p> <p><i>No entanto, passados dois anos desde a criação do MVE, acreditamos que há necessidade de aperfeiçoamento nas regras que regem o mecanismo, em especial de regulamentação das questões em discussão na Audiência Pública 25/2019, que discute os aprimoramentos do repasse do cálculo da sobrecontratação e exposição do MCP, de modo a trazer maior eficácia e atratividade às negociações dos produtos.</i></p> <p><i>Hoje, analisando os resultados dos últimos processamentos do MVE, é possível concluir que são negociadas em maior quantidade a modalidade energia especial ao preço de PLD+spread. Porém, como o mercado de energia especial é inferior ao mercado de energia convencional, em um momento como o</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																										
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																						
		<p><i>atual, onde há relevante sobra de energia pelas distribuidoras, entende-se que, se não houver atratividade para estas negociarem energia também no mercado convencional, haverá bastante dificuldade de utilizar esse mecanismo efetivamente para gestão de portfólio.</i></p> <p><i>Ainda, como forma de contribuir para a maior adesão dos produtos de preço fixo, sugerimos a criação de produtos de prazos mais alongados, com duração de 3 a 5 anos, por exemplo. Estes produtos são essenciais para evitar que a conjuntura de preços de curto prazo torne inviável as negociações no mecanismo. Em produtos de prazos mais alongados, os preços tendem a refletir melhor as condições estruturais do mercado, além de haver maior aversão ao risco pelas variações do PLD. Assim, contratações de longo prazo podem prever estabilidade financeira no fluxo de caixa dos agentes.</i></p> <p><i>Além disso, pode-se observar no resultado do último processamento ordinário do MVE, realizado em junho, um baixo volume negociado (39,7 MW médios), a despeito do elevado número de ofertas (quase 19.000 MW médios entre ofertas de compra e venda nos diferentes produtos).</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Produtos de 3 Meses (jul a set – 2208 horas)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Nº de Ofertas Recebidas</th> <th>Total Ofertado (MWmed)</th> <th>Nº de Ofertas Atendidas</th> <th>Total Negociado (MWmed)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Venda</td> <td>55</td> <td>7.839,5</td> <td>-</td> <td rowspan="2">-</td> </tr> <tr> <td>Compra</td> <td>200</td> <td>1.876,6</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Produtos de 6 Meses (jul a dez – 4416 horas)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Nº de Ofertas Recebidas</th> <th>Total Ofertado (MWmed)</th> <th>Nº de Ofertas Atendidas</th> <th>Total Negociado (MWmed)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Venda</td> <td>59</td> <td>6.966</td> <td>3</td> <td rowspan="2">39,7</td> </tr> <tr> <td>Compra</td> <td>268</td> <td>2.152</td> <td>9</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Resultado do MVE de junho de 2020. Fonte: CCEE</i></p> <p><i>Essa quantidade de ofertas muito superior ao montante negociado, bem como a predileção por produtos oriundos de energia especial vendidos ao preço de PLD+spread, sugere refletir sobre a necessidade de</i></p>	Produtos de 3 Meses (jul a set – 2208 horas)						Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)	Venda	55	7.839,5	-	-	Compra	200	1.876,6	-	Produtos de 6 Meses (jul a dez – 4416 horas)						Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)	Venda	59	6.966	3	39,7	Compra	268	2.152	9		
Produtos de 3 Meses (jul a set – 2208 horas)																																										
	Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)																																						
Venda	55	7.839,5	-	-																																						
Compra	200	1.876,6	-																																							
Produtos de 6 Meses (jul a dez – 4416 horas)																																										
	Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)																																						
Venda	59	6.966	3	39,7																																						
Compra	268	2.152	9																																							

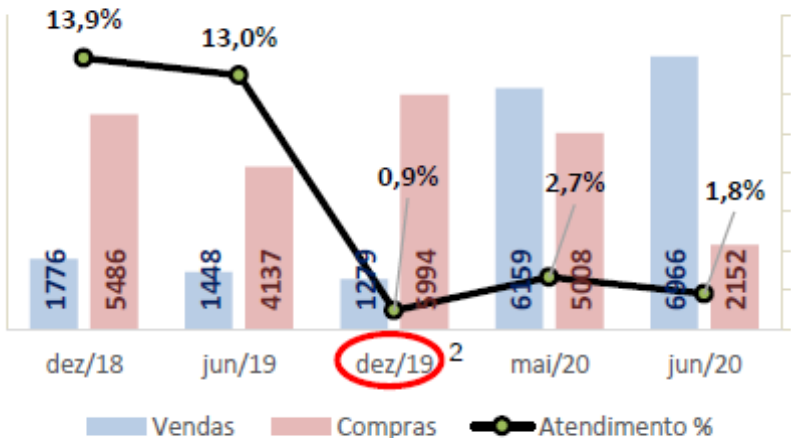
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>aprimoramento nas regras, para maximizar os resultados. Caso nada seja alterado, a criação de novos produtos, embora louvável, poderá ter impacto marginal no volume negociado final.</i></p> <p><i>Nesse sentido, reforçamos que o aprimoramento sugerido pela Abraceel – e já aprovado pela Aneel para 2021 – de permitir aos agentes realizar múltiplos lances para um mesmo produto no MVE tem enorme potencial para aumentar o montante negociado, razão pela qual pleiteamos que sua implementação seja antecipada. Além disso, outros aprimoramentos nas regras do MVE são necessários e devem ser implementados o quanto antes, tais como:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. revisão da regra de apuração dos ônus e bônus das distribuidoras; e</i> <i>2. exclusão ou majoração do limite de venda dos vendedores.</i> <p><i>Essas não são propostas novas, visto que já haviam sido apresentadas pelos agentes em outras ocasiões, incluindo a Abraceel (item 2), tendo a Aneel orientado a sua análise na revisão do módulo 4 do Proret ou no aprimoramento estrutural do MVE.</i></p> <p><i>Nessa linha, vale notar que, segundo a Agenda Regulatória da Aneel para o período 2020/2021, a atividade que trata do aprimoramento da regulamentação do MVE tem previsão de Tomada de Subsídios para análise da AIR no 2º semestre deste ano, Consulta Pública para Minuta de Resolução Normativa no 1º semestre de 2021, e decisão via Reunião Pública Ordinária (RPO) apenas no 2º semestre de 2021.</i></p> <p><i>No entanto, destacamos a importância da rápida revisão da regulamentação do MVE, e sugerimos o adiantamento do cronograma previsto na agenda regulatória, de modo a tornar o mecanismo mais eficaz, com impacto imediato nos produtos existentes e nos propostos nessa consulta pública, em linha com a urgência que o momento requer.</i></p> <p><i>Além disso, questões relativas à Audiência Pública 25/2019, que discute aprimoramentos no cálculo da sobrecontratação de energia e exposição no MCP, têm potencial de impactar de maneira significativa o interesse dos agentes vendedores em participar do MVE. Hoje, o repasse tarifário da venda de energia no MVE, segundo o art. 5º, inciso II, da REN 824/18, segue as seguintes normas:</i></p> <p style="padding-left: 40px;"><i>“I - O efeito das vendas de excedentes será refletido no processo de reajuste ou revisão tarifária da distribuidora subsequente à contabilização dos respectivos contratos na CCEE e ao</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>encerramento da contabilização do ano civil, conforme metodologia de cálculo a ser definida no Módulo 4 do Proret;</i></p> <p><i>II - As vendas de montantes referentes aos cento e cinco por cento em relação ao mercado regulatório da distribuidora, ou à sua sobrecontratação involuntária, terão 50% de seus efeitos compartilhados em caso de benefício financeiro ou 100% repassados à distribuidora em caso de prejuízo;</i></p> <p><i>III - As vendas de montantes referentes à sobrecontratação voluntária terão seus efeitos, benefício ou prejuízo, integralmente atribuídos à distribuidora.”</i></p> <p><i>Como a AP definirá a metodologia de cálculo da sobrecontratação e de exposição de energia, considerando os efeitos da venda de energia no MVE, seu resultado tem efeito direto no interesse das distribuidoras em participar do mecanismo, sendo de extrema importância para sua atratividade Assim, em linha com o pleiteado nesta contribuição, destacamos a importância dos resultados da AP 25/2019 e do aprimoramento estrutural do MVE serem aprovados o mais rápido possível, para assim melhorar a eficácia e atratividade daquele que é considerado pela Aneel “o melhor instrumento para gestão contratual das distribuidoras” (Nota Técnica SRM/Aneel 64/2020).</i></p> <p>...</p> <p>Reincorporação de empreendimentos existentes no MCSD</p> <p><i>Por fim, deve ser avaliada a reincorporação de empreendimentos existentes no MCSD, desde que assegurada a neutralidade ou redução tarifária ao consumidor cativo.”</i></p>		
28	ABRADEE	<p>A associação entende que:</p> <p>(i) deve ser permitida a participação de geradores que não estão em operação comercial nos MCSDEN A-0.</p> <p>(ii) devem ser previstos produtos excepcionais no MCSDEN, com vigência até 2023, para descontração de geradores em operação comercial, com cessão de lastro convencional ou convencional especial e devolução ao gerador dos valores apurados a título de risco hidrológico.</p> <p>Justificativa:</p>	Não aceita	Ver seção III.2.1 e III.2.2.

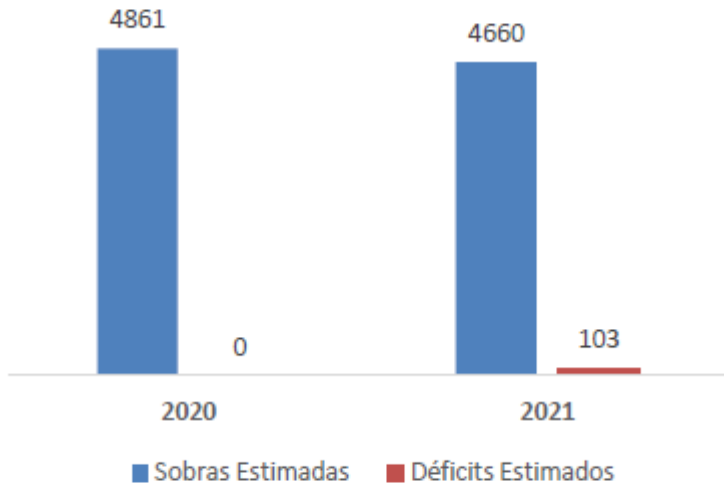
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>“3. Da efetividade dos mecanismos existentes diante do cenário atual</p> <p><i>Antes de discutir a proposta em pauta, é necessária uma reflexão a respeito dos resultados esperados e do histórico de efetividade dos mecanismos atualmente existentes de gestão de contratação das distribuidoras. A Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL colocou, em abril de 2020, preocupação em relação ao potencial dos mecanismos em vigor:</i></p> <p><i>94. Entretanto, cumpre destacar que eventual redução da demanda do ambiente de contratação livre (ACL) pode reduzir o apetite dos compradores deste mercado, reduzindo a efetividade dos referidos mecanismos.</i></p> <p><i>É fato que os efeitos do isolamento social e da crise econômica provocada pela pandemia de COVID-19 teve reflexos tanto no ACR quanto no ACL, e tais efeitos acabam por produzir fenômenos opostos quando observamos, por exemplo, as declarações de compra e venda de energia no MVE.</i></p> <p><i>Os gráficos 1 e 2 abaixo comparam as ofertas e a energia negociada dos produtos de 3 e 6 meses do processamento do MVE de dezembro/2019, ocorrido antes da pandemia, com os processamentos de março, maio e junho de 2020, que ofereceram produtos de 3 e 6 meses, respectivamente, e ocorreram após o início da pandemia e de seus efeitos.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																
		<p>Gráfico 1: Ofertas e Resultados - Produto 3 meses (MWm)</p>  <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico 1: Ofertas e Resultados - Produto 3 meses (MWm)</caption> <thead> <tr> <th>Mês</th> <th>Vendas (MWm)</th> <th>Compras (MWm)</th> <th>Atendimento %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>dez/19</td> <td>1028</td> <td>5860</td> <td>26,3%</td> </tr> <tr> <td>mar/19</td> <td>3796</td> <td>1073</td> <td>48,2%</td> </tr> <tr> <td>jun/19</td> <td>1506</td> <td>4191</td> <td>9,8%</td> </tr> <tr> <td>set/19</td> <td>2858</td> <td>2842</td> <td>13,7%</td> </tr> <tr> <td>dez/19</td> <td>791</td> <td>5317</td> <td>21,0%</td> </tr> <tr> <td>mar/20</td> <td>2613</td> <td>1876</td> <td>12,1%</td> </tr> <tr> <td>jun/20</td> <td>7839</td> <td>1876</td> <td>0%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: CCEE</p>	Mês	Vendas (MWm)	Compras (MWm)	Atendimento %	dez/19	1028	5860	26,3%	mar/19	3796	1073	48,2%	jun/19	1506	4191	9,8%	set/19	2858	2842	13,7%	dez/19	791	5317	21,0%	mar/20	2613	1876	12,1%	jun/20	7839	1876	0%		
Mês	Vendas (MWm)	Compras (MWm)	Atendimento %																																	
dez/19	1028	5860	26,3%																																	
mar/19	3796	1073	48,2%																																	
jun/19	1506	4191	9,8%																																	
set/19	2858	2842	13,7%																																	
dez/19	791	5317	21,0%																																	
mar/20	2613	1876	12,1%																																	
jun/20	7839	1876	0%																																	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																								
		<p>Gráfico 2: Ofertas e Resultados - Produto 6 meses (MWm)</p>  <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico 2: Ofertas e Resultados - Produto 6 meses (MWm)</caption> <thead> <tr> <th>Mês</th> <th>Vendas (MWm)</th> <th>Compras (MWm)</th> <th>Atendimento %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>dez/18</td> <td>1776</td> <td>5486</td> <td>13,9%</td> </tr> <tr> <td>jun/19</td> <td>1448</td> <td>4137</td> <td>13,0%</td> </tr> <tr> <td>dez/19²</td> <td>1729</td> <td>3994</td> <td>0,9%</td> </tr> <tr> <td>mai/20</td> <td>6159</td> <td>5008</td> <td>2,7%</td> </tr> <tr> <td>jun/20</td> <td>6066</td> <td>2152</td> <td>1,8%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: CCEE</p> <p><i>Os resultados dos mecanismos demonstram que há dois grandes obstáculos à efetividade em relação à questão da sobrecontratação atual via MVE: primeiro, uma oferta de energia muito maior do que a demanda do mercado livre, como pode ser observado nos mecanismos ocorridos em 2020, principalmente no MVE de junho. Segundo, mesmo quando a oferta e a demanda são mais próximas, como ocorreu no produto de 6 meses em maio de 2020, as negociações concluídas são poucas. Isso ocorre em razão da diferença substancial entre o preço de mercado desejado pelos compradores, e o preço ofertado pelas distribuidoras, que para mitigar as perdas deve ser no mínimo igual o preço médio de compra de energia de cada uma delas no caso das sobras voluntárias ou, no mínimo, superior ao PLD mensal do período da venda, no caso das sobras involuntárias. Detalharemos, também, na Seção 5 desta contribuição, que a ausência de regra de repasse tarifário ao MVE é um fator adicional de risco às distribuidoras que contribui para a não participação de algumas delas neste mecanismo bem como pela sobre valoração dos preços de venda de outras.</i></p>	Mês	Vendas (MWm)	Compras (MWm)	Atendimento %	dez/18	1776	5486	13,9%	jun/19	1448	4137	13,0%	dez/19 ²	1729	3994	0,9%	mai/20	6159	5008	2,7%	jun/20	6066	2152	1,8%		
Mês	Vendas (MWm)	Compras (MWm)	Atendimento %																									
dez/18	1776	5486	13,9%																									
jun/19	1448	4137	13,0%																									
dez/19 ²	1729	3994	0,9%																									
mai/20	6159	5008	2,7%																									
jun/20	6066	2152	1,8%																									

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																								
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																				
		<p><i>Já no caso dos MCSDEN, é possível observar que, desde 2019, a efetividade dos mecanismos anuais foi relativamente baixa, em razão das poucas declarações de déficits frente às sobras das distribuidoras, e da limitação da participação de geradores aos que não estão em operação comercial. A Tabela 4 mostra os resultados dos últimos processamentos de MCSD A-1.</i></p> <p style="text-align: center;">Tabela 4: Histórico de Resultados – MCSD A-1</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>MCS D</th> <th>Sobras (MWm)</th> <th>Deficits (MWm)</th> <th>Ofertas Geradores (MWm)</th> <th>Efetividade (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MCS D A-1 para 2019</td> <td>3705</td> <td>140</td> <td>24</td> <td>4,40%</td> </tr> <tr> <td>MCS D A-1 para 2020</td> <td>3945</td> <td>74</td> <td>17</td> <td>2,30%</td> </tr> <tr> <td>MCS D A-1 para 2021</td> <td>7.304</td> <td>0</td> <td>307</td> <td>4,2%</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Como bem observado pela NT 64/2020, os MCSDEN A-0 também não devem mostrar efetividade relevante; o processamento de abril, não realizado pela inexistência de declarações de déficits, demonstrou que os próximos mecanismos intra-anuais, da maneira como são hoje, não serão eficientes na redução da sobrecontratação. Repete-se, portanto, o cenário visto há alguns anos, quando os mecanismos existentes à época não surtiam resultados no gerenciamento da sobrecontratação.</i></p> <p><i>89. Esses mecanismos (MCSDEN e REN 711) foram criados com o objetivo de possibilitar o gerenciamento do nível de contratação pelas distribuidoras, tendo em vista que os mecanismos então vigentes (MCS D de CCEAR de Energia Existente e MCS DEN sem a possibilidade de redução de contratos) não estavam sendo suficientes. Situação parecida com a atual, visto que o MCS DEN que seria realizado em abril de 2020, referente ao produto que compreende o período de abril a dezembro de 2020, não foi processado devido à ausência de declaração de déficit. (grifo nosso)</i></p> <p><i>O gráfico 3 traz as estimativas desta Associação em relação às sobras e déficits totais esperados do segmento de distribuição para os anos de 2020 e 2021.</i></p>	MCS D	Sobras (MWm)	Deficits (MWm)	Ofertas Geradores (MWm)	Efetividade (%)	MCS D A-1 para 2019	3705	140	24	4,40%	MCS D A-1 para 2020	3945	74	17	2,30%	MCS D A-1 para 2021	7.304	0	307	4,2%		
MCS D	Sobras (MWm)	Deficits (MWm)	Ofertas Geradores (MWm)	Efetividade (%)																				
MCS D A-1 para 2019	3705	140	24	4,40%																				
MCS D A-1 para 2020	3945	74	17	2,30%																				
MCS D A-1 para 2021	7.304	0	307	4,2%																				

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS													
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa									
		<p>Gráfico 3: Sobras e Déficits de Energia das Distribuidoras Estimados (MWm)</p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Sobras Estimadas (MWm)</th> <th>Déficits Estimados (MWm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2020</td> <td>4861</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>2021</td> <td>4660</td> <td>103</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: Projeções ABRADDEE</p> <p><i>A dimensão da estimativa das sobras de energia atuais e a análise dos resultados dos últimos mecanismos existentes de gestão de portfólio das distribuidoras demonstram que é necessário recorrer a uma ampliação desses mecanismos para possibilitar chances reais de redução dos impactos da sobrecontratação às distribuidoras e aos consumidores cativos. Nas próximas seções, serão abordadas propostas que contemplam esse objetivo.</i></p> <p>4. Do aprimoramento dos MCSD de Energia Nova <i>A ABRADDEE entende como acertada a iniciativa da ANEEL de possibilitar rodada extra do MCSD EN A-1 em junho de 2020, e aproveita para sugerir aprimoramento que pode auxiliar no aumento da efetividade dos mecanismos a serem executados ao longo deste ano de 2020.</i></p>	Ano	Sobras Estimadas (MWm)	Déficits Estimados (MWm)	2020	4861	0	2021	4660	103		
Ano	Sobras Estimadas (MWm)	Déficits Estimados (MWm)											
2020	4861	0											
2021	4660	103											

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Frente à provável ausência de déficits de distribuidoras, o principal ponto identificado para potencializar a efetividade diz respeito à ampliação da possibilidade de participação de geradores em MCSDEN A-0. Deste modo, sugere-se que seja permitida oferta de redução de geradores cujo empreendimentos ainda não se encontram em operação também nos MCSDEN A-0, a exemplo do que ocorre nos mecanismos A-1, permitindo assim que os processamentos intra-anuais apresentem chance de atendimentos às sobras, sem oferecer efeitos colaterais aos consumidores.</i></p> <p><i>Entendemos que a aplicação desta proposta potencializa a efetividade dos mecanismos ao abrir a possibilidade de participação dos agentes de geração, uma vez que a possibilidade de trocas entre as distribuidoras não é uma opção real em um cenário de sobrecontratação generalizada.</i></p> <p><i>Ainda no sentido de buscar potencializar as possibilidades de redução da sobrecontratação observada nesse período de vigência da pandemia de COVID-19 através do MCSD de Energia Nova, apresentamos aqui uma proposta de produtos excepcionais nos quais seria permitida a participação de geradores em operação comercial.</i></p> <p><i>Tais produtos de MCSD EN teriam início no ano de 2020 e, para viabilizar interesse dos geradores em participar do mecanismo, teriam vigência mais longa, de 2021 a 2023, por exemplo, conforme sugestões abaixo:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Agosto/2020 a Dezembro/2021 • Agosto/2020 a Dezembro/2022 • Agosto/2020 a Dezembro/2023 <p><i>Em um horizonte de cessão mais longo seria possível aos geradores em operação comercial vislumbrar atratividade nos mecanismos, observando os valores esperados do preço de mercado no ACL no longo prazo, mais atrativos do que os preços atualmente esperados no curto prazo.</i></p> <p><i>Tais produtos seriam excepcionais, negociados somente enquanto perdurarem os efeitos da pandemia de COVID-19, e consistiriam na cessão de lastro convencional ou 10 das distribuidoras para geradores em operação comercial, caso existam sobras remanescentes após o processamento dos mecanismos entre as distribuidoras.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>É importante destacar aqui que a cessão de lastro convencional ou IO endereça adequadamente a preocupação desta Agência em relação aos efeitos negativos em relação à CDE quando da desconstrução de energia de empreendimentos incentivados, observados anteriormente à REN 824/2018.</i></p> <p><i>Em relação à preocupação expressa devido a impactos no Pmix, uma vez que as ofertas nesses produtos podem se concentrar em CCEARs cujos preços são mais baratos, cabe aqui pontuar que, dadas as atuais expectativas de PLD, não se pode ignorar que a liquidação das sobras de energia das distribuidoras no Mercado de Curto Prazo imputará ao consumidor um custo potencialmente superior aos impactos a serem observados por um eventual aumento do Pmix derivado da cessão de contratos mais baratos nesses produtos excepcionais.</i></p> <p><i>Com relação às usinas repactuadas, de forma a proteger o consumidor, sugerimos que seja feito um ajuste financeiro que neutralize os impactos desse risco hidrológico percebido pelos consumidores. Embora seja mantido oficialmente o acordo de repactuação do GSF firmado, na prática o efeito da repactuação seria neutralizado, pois devolveria ao gerador tanto os custos do risco hidrológico como a receita do prêmio paga, ambos limitados ao montante eventualmente negociado no MCS D de Energia Nova e pelo mesmo período do produto negociado. Ao participar do mecanismo o gerador automaticamente estaria concordando com o ajuste financeiro a ser feito com relação aos valores da repactuação do risco hidrológico.</i></p> <p><i>Desta forma, dado o cenário de baixos preços desenhado em razão dos efeitos decorrentes das medidas de combate à COVID-19, seria benéfico ao consumidor que, enquanto tal cenário perdurar, as sobras involuntárias decorrentes de tais efeitos, conforme determinado pelo Art. 9º do Decreto 10.350 de 2020, sejam reduzidas, e não liquidadas a PLDs muito inferiores ao Pmix.</i></p> <p>(...)</p> <p>7. Conclusões</p> <p>(...)</p> <p><i>Passando aos itens de gestão da contratação das distribuidoras, foram sugeridas ao longo deste documento opções de aprimoramento aos mecanismos vigentes, tanto permanentes quanto temporárias, que visam o incremento do potencial de tais mecanismos no endereçamento da sobrecontratação tanto</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>deste ano de 2020, marcado pelos efeitos excepcionais da pandemia de COVID-19, quanto de anos futuros, quando se espera um mercado mais próximo da normalidade.</i></p> <p><i>As tabelas seguintes resumem as contribuições por mecanismo, fazendo uma avaliação da situação atual, colocando a proposta desta Associação, qual o período de aplicação desta e os resultados esperados. Destaca-se que todas as propostas aqui contidas procuraram considerar os possíveis efeitos aos consumidores já destacados por esta Agência, visando assim aprimorar os mecanismos de forma a evitar efeitos colaterais às tarifas.“</i></p>		
29	ABRADEE	<p>A associação sugere que:</p> <p>(i) a REN 711 seja aprimorada para prever a possibilidade de revenda da energia para o gerador de lastro convencional ou convencional especial, de maneira similar ao que ocorre atualmente no MVE, e com devolução do custo do risco hidrológico aos geradores;</p> <p>(ii) que seja instituído novamente o componente financeiro que era previsto na REN 711 e submódulos 4.4 e 4.4^a do PRORET.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p>“5. Do aprimoramento dos Acordos Bilaterais (REN 711/2016)</p> <p><i>Em relação aos acordos bilaterais, esta Associação entende que, para geradores que não estão em operação comercial e apresentam atraso na conclusão de suas obras, o regramento vigente cumpre a função de possibilitar a descontratação de uma energia que elevaria os custos ao consumidor, mas ainda não existe, ao mesmo tempo em que endereça a obrigação do gerador de recompor o lastro contratado, trazendo, portanto, benefícios aos geradores, às distribuidoras e aos consumidores.</i></p> <p><i>O que se observa, porém, é que o alcance do mecanismo acaba por ser reduzido frente à vedação de realização de acordos bilaterais com geradores que já se encontram em operação comercial. A ANEEL coloca, na NT 64/2020, suas preocupações em relação a permitir que tais geradores sejam liberados para realizar os acordos, a saber:</i></p> <p><i>“95. Verifica-se, portanto, que à época da regulamentação do MVE, foi realizada uma ampla avaliação a respeito da possibilidade de redução contratual de geradores por meio do MCSDEN e da REN 711. As principais conclusões foram: (i) no médio e longo prazo ocorre o</i></p>	Não aceita	Ver seções III.2.1 e III.2.3.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>aumento do PMIX, pois majoritariamente ocorrem reduções de contratos baratos, de usinas incentivadas ou de usinas repactuadas (com o risco hidrológico permanecendo alocado ao consumidor); e (ii) no curto prazo, com a desconstrução de usinas incentivadas e que podem repassar descontos tarifários no uso dos sistemas de distribuição e transmissão, ocorre a elevação do custo da CDE, responsável por cobrir tais descontos.”</u> (Pág. 23, NT 64-2020-SRM/ANEEL; grifo nosso)</p> <p>Observando as preocupações desta Agência, propomos uma nova modalidade de acordo bilateral, a ser incluída no Art. 2º na REN 711/2016, que permitirá seu uso por geradores em operação comercial, ao mesmo tempo em que neutraliza os efeitos ao consumidor final colocados acima pela Nota Técnica. A proposta consiste em um acordo que gera não uma desconstrução, mas sim uma “revenda” de energia da distribuidora ao gerador em operação comercial interessado em realizar o acordo, ao preço do contrato. O montante do acordo deve ser limitado ao total contratado com o gerador, e a venda seria de lastro convencional ou IO, para evitar os efeitos negativos à CDE descritos pela SRM, de maneira similar ao que já ocorre no MVE.</p> <p>Adicionalmente, no âmbito desta proposta, entende-se pertinente que seja instituído novamente o componente financeiro, conforme item 5.10 dos submódulos 4.4 e 4.4A do PRORET, com o objetivo de resguardar o consumidor de efeitos no PMIX; em caso de componente negativo, a distribuidora deverá ressarcir os consumidores e em caso de componente positivo, seria possível compartilhar esse ganho com o consumidor na proporção de 50%.</p> <p>De maneira mais detalhada, para o gerador em operação comercial, propomos que não ocorra redução ou qualquer outra alteração dos CCEARs firmados, ou seja, a relação contratual é mantida (assim como ocorre no MCSD_EN). A distribuidora permanece adquirindo energia daquele gerador ao preço negociado no respectivo Leilão.</p> <p>Para que a operação seja efetuada, ao invés de pactuar um volume de desconstrução do CCEAR, as partes acordam um volume de energia que seria vendida pela distribuidora ao gerador, limitado ao volume contratado entre as partes e ao preço negociado no respectivo leilão. Para registrar a operação, a CCEE</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>registraria um contrato de venda da distribuidora e um contrato de compra para o gerador e/ou comercializador, procedimento similar ao efetuado no âmbito do MVE.</i></p> <p><i>A depender do gerador, pode ser comercializado energia convencional ou IO. Desta maneira, não haveria prejuízo aos consumidores cativos quanto a uma possível elevação da CDE em decorrência da desconstrução de geradores que poderiam comercializar energia I50 ou I100 no mercado livre. Quanto aos geradores repactuados, entendemos também que não deveria haver prejuízo aos consumidores cativos.</i></p> <p><i>Como proposta, sugerimos que seja feito um ajuste financeiro que neutralize os impactos desse risco hidrológico percebido pelos consumidores. Embora seja mantido oficialmente o acordo de repactuação do GSF firmado, na prática o efeito da repactuação seria neutralizado, pois devolveria ao gerador tanto os custos do risco hidrológico como a receita do prêmio paga, ambos limitados ao montante eventualmente negociado no acordo bilateral e pelo mesmo período do produto negociado. Ao participar do mecanismo o gerador automaticamente estaria concordando com o ajuste financeiro a ser feito com relação aos valores da repactuação do risco hidrológico.</i></p> <p><i>Consequentemente, o lastro adquirido pelo gerador por meio do acordo bilateral estaria disponível para ser negociado no ACL ainda que resguardada a relação contratual com a distribuidora e sem que seja necessário alterar o Termo de Repactuação. Essa sistemática tanto preserva as condições sob as quais o gerador adquiriu financiamento para construir a usina, como também torna desnecessário a negociação de novos trâmites relacionados ao Termo de Repactuação.</i></p> <p><i>A volta dos componentes financeiros, conforme regulamentado nos submódulos 4.4 e 4.4A do PRORET, visa proteger o consumidor cativo da elevação do Pmix em decorrência da celebração de acordos com geradores cujo preço contratual seja mais baixo. Em contrapartida, em caso da celebração de acordos com geradores cujo preço contratual seja superior ao Pmix, este componente financeiro poderia ser compartilhado entre distribuidora e consumidor, na proporção de 50%.</i></p> <p><i>Desta maneira, aperfeiçoa-se o regulamento de modo que acordos bilaterais com geradores em operação comercial possam voltar a ser operacionalizados, garantindo o atendimento das situações de contorno elencadas pelo Regulador no sentido de proteger o consumidor cativo quanto (1) à elevação do Pmix da</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>distribuidora, (2) ao aumento do subsidio pago via CDE referente às usinas com desconto na TUSD e (3) quanto aos geradores hidráulicos que repactuaram seu risco hidrológico.</i></p> <p><i>Conclui-se que tal sugestão de aprimoramento amplia o potencial de efetividade dos acordos bilaterais, atendendo aos interesses de todos os agentes envolvidos nesse mecanismo: decisões de negócio dos geradores, gestão da sobrecontratação das distribuidoras e neutralidade do consumidor final.</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p>7. Conclusões</p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>Passando aos itens de gestão da contratação das distribuidoras, foram sugeridas ao longo deste documento opções de aprimoramento aos mecanismos vigentes, tanto permanentes quanto temporárias, que visam o incremento do potencial de tais mecanismos no endereçamento da sobrecontratação tanto deste ano de 2020, marcado pelos efeitos excepcionais da pandemia de COVID-19, quanto de anos futuros, quando se espera um mercado mais próximo da normalidade.</i></p> <p><i>As tabelas seguintes resumem as contribuições por mecanismo, fazendo uma avaliação da situação atual, colocando a proposta desta Associação, qual o período de aplicação desta e os resultados esperados. Destaca-se que todas as propostas aqui contidas procuraram considerar os possíveis efeitos aos consumidores já destacados por esta Agência, visando assim aprimorar os mecanismos de forma a evitar efeitos colaterais às tarifas.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS								
#	Entidade	Texto					Aproveitamento	Justificativa
		Mecanismo	Avaliação atual	Proposta	Aplicação	Resultados		
		MCS D EN A-0	-Cenário de sobrecontratação generalizada das distribuidoras reduz as chances de efetividade	-Permitir a participação de geradores em atraso nos processamentos	Permanente	-Aumento do potencial dos processamentos intra-anuais sem oferecer riscos aos consumidores cativos		
		MCS D EN Excepcional	-Regra não permite participação de geradores em operação comercial em nenhum produto de MCS D EN, reduzindo o potencial do mecanismo no cenário excepcional atual	-Permitir, excepcionalmente a cessão de lastro (convencional ou IO) das Ds para os Gs em operação comercial caso haja sobras remanescentes, utilizando-se de produtos de longo prazo	Temporária (enquanto durarem os efeitos da pandemia de COVID-19)	-Redução da sobrecontratação das distribuidoras direcionada para os efeitos da pandemia -Proteção do consumidor contra efeitos negativos na CDE (lastro convencional ou IO) e Repactuação do Risco Hidrológico -Elevação do Pmix no horizonte dos produtos é compensado pela redução das sobras involuntárias das distribuidoras (Art. 9º do Decreto 10.350/20), beneficiando o consumidor final		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS							
#	Entidade	Texto			Aproveitamento	Justificativa	
		<p>Mecanismo</p> <p>Acordos Bilaterais (Geradores em atraso)</p>	<p>Avaliação atual</p> <p>- Regra atual endereça corretamente as necessidades dos agentes</p>	<p>Proposta</p> <p>- Manutenção do mecanismo atual</p>	<p>Aplicação</p> <p>Permanente</p>	<p>Resultados</p> <p>- Proporciona alívio do custo de uma energia que não será entregue pelo gerador em atraso</p>	
		<p>Acordos Bilaterais (Geradores em operação comercial)</p>	<p>-Regra atual impede realização de acordos com geradores em operação comercial, reduzindo o potencial do mecanismo</p>	<p>-É acordado volume de energia que será vendida pela distribuidora ao gerador em operação, limitado ao volume contratado entre as partes e ao preço negociado no respectivo leilão. -CCEE registra um contrato de venda para D e um contrato de compra para o G e/ou C (análogo ao MVE) -Comercialização de energia convencional ou IO -Manutenção dos CCEARs -Retorno do Componente Financeiro, com compartilhamento do bônus na proporção de 50%.</p>	<p>Permanente</p>	<p>-Nova modalidade expande o potencial do mecanismo e protege o consumidor de efeitos negativos de Pmix e CDE -Pode gerar ganhos ao consumidor em acordos que geram componentes financeiros positivos -Flexibilidade em relação a prazos pode viabilizar interesse maior dos geradores</p>	
		“					
30	ABRADEE	A associação sugere que os preços das vendas no MVE sejam comparados ao preço de compra de energia das distribuidoras, independente de se tratar de parcela voluntária ou involuntária. Entendem que o			Parcialmente aceita	Ver seção III.2.4.	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>objetivo do MVE deveria ser mitigação do risco de repasse da sobrecontratação de maneira “ex-ante”. E solicitam que sejam definidos os critérios para definição das sobras involuntárias de 2020, conforme Decreto nº 10.350/2020.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p>“6. Do aprimoramento do MVE</p> <p><i>Inicialmente, registra-se a potencialidade que este mecanismo apresenta para buscar um maior equilíbrio contratual entre os dois ambientes de contratação (ACR e ACL) em cenários econômicos e energéticos mais favoráveis. Além disso a ABRADDEE reconhece as ações recorrentes e acertadas da ANEEL visando ampliar, ainda mais, as oportunidades de venda da energia excedente das distribuidoras através do MVE. Exemplo disso é que em 2020 a Agência instituiu outras duas ações na direção a proporcionar maior eficácia do mecanismo, além da proposta de expansão dos produtos disponíveis para o MVE, com a criação de produtos A-2, para vigência dois anos à frente e de produtos com vigência mensal que consta nesta Consulta Pública:</i></p> <p><i>i. Ampliação para 30% do limite de venda de que trata o inciso III do artigo 4º da Resolução Normativa nº 824, de 2018, para os processamentos do mecanismo no ano de 2020, por meio do Despacho nº 936, de 7 de abril de 2020.</i></p> <p><i>ii. Atendimento à solicitação da ABRADDEE, realizada através da carta ABRADDEE/B31.00.CT2020-0018, enviada em 18/03/2020, foi autorizada rodada adicional e extraordinária do mecanismo para o produto “2º semestre”, juntamente com o produto “2º trimestre” ou em momento posterior mais conveniente a critério da CCEE, por meio do Ofício nº 42/2020-SRM/ANEEL. Tal rodada extraordinária, divulgada pela CCEE em 11/05/2020 através do Comunicado CO 305/2020, foi realizada no dia 26 de maio de 2020.</i></p> <p><i>Apesar dos esforços para tornar o MVE mais eficaz, o cenário presente é desfavorável a este tipo de mecanismo, uma vez que, como bem pontuado na NT01/2020 – GMSE, e explorado na seção 3, a redução de demanda do ambiente de contratação livre (ACL) se reflete na redução de apetite dos compradores deste mercado e, portanto, na redução da efetividade do MVE. Independentemente do atual cenário</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>desfavorável em decorrência da pandemia da Covid-19, associado a esses efeitos, é preciso pontuar que há ainda indefinição acerca da regra de repasse tarifário a ser aplicada para o MVE, fato que acrescenta incertezas sobre a eficácia da operação na mitigação de risco das distribuidoras.</i></p> <p><i>Vale ressaltar que na primeira proposta do MVE submetida a Audiência Pública (AP 70/ 2017), através da Nota Técnica 199/2017, a proposta da Agência era que as distribuidoras ofertassem preços que seriam comparados ao PMIX das distribuidoras e, em caso de vendas acima deste valor de referência, os ganhos seriam compartilhados com o consumidor.</i></p> <p><i>Após período de contribuição, foi publicado a Resolução Normativa n° 824/2019 prevendo a possibilidade de vendas de sobras voluntárias (sem direito de repasse ao consumidor) e involuntárias (com direito de repasse ao consumidor), bem como a diferente tratativa que seria aplicada a cada uma dessas parcelas.</i></p> <p><i>Para a venda das sobras voluntárias, todo o resultado da operação ficaria com a distribuidora. Ou seja, vendas realizadas acima do preço médio de compra das distribuidoras trariam um resultado positivo para a operação e vendas realizadas abaixo do preço médio de compra traria um resultado negativo para a distribuidora, embora em alguns cenários poderiam mitigar suas perdas caso as vendas sejam realizadas a um preço superior ao PLD.</i></p> <p><i>Para a venda das sobras involuntárias o resultado teria um tratamento mais particular uma vez que o PLD médio do período da venda seria o custo de oportunidade da operação para a distribuidora, uma vez que o consumidor final seria prejudicado caso o PLD deste período fosse superior ao preço de venda ofertado pela distribuidora. Em outras palavras, caso o preço de venda desta operação fosse inferior ao PLD verificado no período (ex_post), a distribuidora iria ressarcir seus consumidores cativos pela diferença entre o Preço de Venda e o PLD verificado neste período. Caso o preço de venda fosse superior ao PLD verificado no período, o bônus verificado da operação (diferença positiva verificada entre o Preço de Venda e o PLD verificado) seria compartilhado entre distribuidora e consumidor cativo, na proporção de 50% para cada.</i></p> <p><i>Na tentativa de trazer mais liquidez para as operações de venda das sobras involuntárias, no momento da Audiência Pública 49/2018 para aprimorar as regras de comercialização no tocante a operacionalização do MVE, foi proposta a criação de um produto para as distribuidoras comercializarem energia a um preço variável, ou seja, PLD + Spread, o que foi acatado pelo Regulador à época.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Naquele momento havia um certo conforto para as distribuidoras participarem deste mecanismo pois a apuração da sobrecontratação involuntária para o ano “X”, realizada sempre no início do ano posterior, “X+1”, observando os esforços efetuados pelas distribuidoras ao longo do ano “X”, conforme estipulado na Resolução Normativa nº 453/2011. Como resultado deste processo é verificado o volume das sobras ou exposições contratuais involuntárias das distribuidoras, em MW Médios, para o ano civil em questão. Ou seja, se a distribuidora tinha a expectativa de encerrar o ano com sobras voluntárias ou involuntárias, caberia a ela optar pelo produto do MVE (preço fixo ou variável) que melhor mitigue o risco que cabe a ela e/ou ao seu consumidor.</i></p> <p><i>No entanto, com a finalidade de aprimoramento dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 25 de 2019 – AP25/19 onde foi proposto na Nota Técnica 73/2019, dentre outros itens, a regulamentação do repasse tarifário do MVE.</i></p> <p><i>Ressalta-se que a metodologia proposta pela Agência naquela AP é extremamente complexa além de necessitar de alguns pontos de correção, pois:</i></p> <p><i>a) Não propõe a criação dos acrônimos SI’ (sobras involuntárias caso não houvesse os MVE) e LR’ (limite de repasse caso não houvesse o MVE);</i></p> <p><i>b) Apesar do Decreto 5.163, em seu Art. 38º, estipular que o limite de repasse é “...em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição...”, a regra proposta na AP pode criar uma situação inusitada onde uma distribuidora pode ter iniciado o ano com uma sobrecontratação de 108% (3% de sobras voluntárias, acima do limite de repasse de 105%), ter vendido 2% dessas sobras ao longo do ano e encerrado o ano com sobrecontratação de 106% (1% acima do limite de repasse). A luz do Art. 38º do Decreto 5.163, esta distribuidora teria vendido 2% de suas sobras voluntárias. No entanto, conforme regra proposta, a depender da sazonalidade da carga desta distribuidora, parte dos 2% das sobras comercializadas podem ser classificadas como sobras involuntárias, o que gera um resultado um tanto quanto estranho dado o balanço anual da empresa, conforme previsto no Decreto.</i></p> <p><i>c) Apuração da sobrecontratação involuntária e consequente volume voluntário (não passível de repasse tarifário aos consumidores) observa o balanço anual da distribuidora. Caso ocorra sobras voluntárias na apuração anual, este volume é sazonalizado através de regras previstas no PRORET.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>No entanto, a regra proposta para o repasse das operações do MVE não observa a posição anual para classificação das vendas como voluntárias ou involuntárias. Pela proposta, as operações seriam classificadas mensalmente como voluntárias ou involuntárias a depender da sazonalidade da carga da concessionária de distribuição.</i></p> <p><i>O objetivo de mencionar a regra proposta para a AP 25/19 é o de enfatizar a complexidade que a ANEEL trouxe para o tema. Além do mais, desde a publicação da REN nº 824, de 10 de julho de 2018, o repasse tarifário dessas operações ainda não se encontra regulamentado, trazendo riscos para a tomada de decisão das distribuidoras.</i></p> <p><i>Desta maneira, sem entrar no mérito da regra proposta pela ANEEL na AP 25/19 bem como das propostas enviadas pela sociedade quanto a este item, é fundamental e necessário que este item seja regulamentado pela Agência. A incerteza quanto a este ponto faz com que diversas distribuidoras optem por não participar do mecanismo pois não conseguem precificar em seus lances o risco ao qual estão expostas. Além do mais, na ausência desta regulamentação, a ampliação da quantidade de produtos disponíveis no MVE, objeto desta Consulta Pública, bem como a do limite de venda de 15% para 30% da carga das distribuidoras serão inócuas.</i></p> <p><i>Entende-se pertinente que o tema seja destacado da Audiência Pública 25/2019, para análise no âmbito desta consulta pública, ou de uma nova que venha a ser aberta, de modo detalhado. Sugerimos, também, a rediscussão de alguns pontos relativos à dinâmica do mecanismo, como a complexidade e aumento do seu risco ao utilizar como referência o PLD, e não a tarifa média de compra de energia.</i></p> <p><i>Para produtos de mais longa duração, caso dos produtos de 6 ou 12 meses, ou ainda dos produtos que serão processados em anos anteriores ao de início da vigência, a incerteza quanto ao PLD do período da venda é muito grande, fato que pode contribuir para diminuição do sucesso do mecanismo. Além do PLD, há incertezas associadas à classificação das sobras das distribuidoras como voluntárias ou involuntárias para os anos vigente e futuro, uma vez que a atual redação da REN 824/2018, cuja regulamentação do repasse tarifário ainda não se encontra concluída, traz diferentes custos de oportunidade para cada uma dessas parcelas: o PLD para as sobras involuntárias e seu preço médio de compra de energia – Pmix para as sobras voluntárias.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Quando foi proposta a REN 824/18 esperava-se um mecanismo de grande liquidez entre os ambientes regulado e livre. No entanto, após quase 2 (dois) anos de vigência do regulamento, entendemos que o mesmo necessita de adequação para se tornar mais efetivo e previsível (lembrando que seu repasse tarifário ainda não foi regulamentado), ainda mais quando estamos discutindo a criação de produtos para vigência em anos futuros.</i></p> <p><i>Como proposta, recomendamos que o preço das operações do MVE seja comparado com o preço de compra de energia – Pmix das distribuidoras, independentemente se for vendido sobras voluntárias ou involuntárias, principalmente para produtos semestrais e anuais (de média e longa duração). Caso a venda das sobras involuntárias seja realizada a um preço superior ao Pmix das distribuidoras, o ganho da operação pode ser compartilhado com o consumidor, na proporção de 50%, independente do PLD que venha a ser realizado no período da venda. Entendemos que o objetivo do normativo deveria ser a mitigação do risco de repasse da sobrecontratação do consumidor cativo de maneira “ex_ante”, ou seja, por se tratar de mitigação de risco, eliminaremos cenários em que ele pode ganhar ou perder com o efeito do PLD na liquidação da CCEE.</i></p> <p><i>Por fim, para que as distribuidoras façam a correta análise de seus balanços e tomem decisões fundamentadas em relação às suas ofertas nos mecanismos futuros, é necessário que seja discutida e definida com celeridade a regra a ser considerada para mensuração das sobras involuntárias relativas à COVID-19, cujo direito foi determinado através do Art. 9º do Decreto 10.350/2020. Sem essa definição, as empresas acabarão por, intrinsecamente, agregar mais um fator de risco aos preços e quantidades de energia a serem ofertados, uma vez que sobras voluntárias ou involuntárias apresentam repasse tarifário distinto, com baixas possibilidades de negociações e efetividade do mecanismo.</i></p> <p>7. Conclusões (...)</p> <p><i>Passando aos itens de gestão da contratação das distribuidoras, foram sugeridas ao longo deste documento opções de aprimoramento aos mecanismos vigentes, tanto permanentes quanto temporárias, que visam o incremento do potencial de tais mecanismos no endereçamento da sobrecontratação tanto</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS															
#	Entidade	Texto			Aproveitamento	Justificativa									
		<p><i>deste ano de 2020, marcado pelos efeitos excepcionais da pandemia de COVID-19, quanto de anos futuros, quando se espera um mercado mais próximo da normalidade.</i></p> <p><i>As tabelas seguintes resumem as contribuições por mecanismo, fazendo uma avaliação da situação atual, colocando a proposta desta Associação, qual o período de aplicação desta e os resultados esperados. Destaca-se que todas as propostas aqui contidas procuraram considerar os possíveis efeitos aos consumidores já destacados por esta Agência, visando assim aprimorar os mecanismos de forma a evitar efeitos colaterais às tarifas.</i></p>													
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Mecanismo</th> <th>Avaliação atual</th> <th>Proposta</th> <th>Aplicação</th> <th>Resultados</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MVE</td> <td>-Indefinição da regra atual de repasse e a comparação de todos os produtos com o PLD aumentam o nível de risco percebido pelas distribuidoras em relação ao mecanismo</td> <td>-Preço das operações do MVE de longo prazo (6 meses, 12 meses e anos posteriores) deve ser comparado ao PMIX das Ds - Caso a venda das sobras involuntárias seja realizada a um preço superior ao Pmix, o ganho da operação será compartilhado com o consumidor, na proporção de 50%, independente do PLD que venha a ser realizado no período da venda</td> <td>Permanente</td> <td>-Adequação ajusta o objetivo do mecanismo, que deve ser o de mitigar o risco -Eventuais ganhos de operação compartilhados com o consumidor - Aumento da efetividade do mecanismo em cenários de normalidade</td> </tr> </tbody> </table>	Mecanismo	Avaliação atual	Proposta	Aplicação	Resultados	MVE	-Indefinição da regra atual de repasse e a comparação de todos os produtos com o PLD aumentam o nível de risco percebido pelas distribuidoras em relação ao mecanismo	-Preço das operações do MVE de longo prazo (6 meses, 12 meses e anos posteriores) deve ser comparado ao PMIX das Ds - Caso a venda das sobras involuntárias seja realizada a um preço superior ao Pmix, o ganho da operação será compartilhado com o consumidor, na proporção de 50%, independente do PLD que venha a ser realizado no período da venda	Permanente	-Adequação ajusta o objetivo do mecanismo, que deve ser o de mitigar o risco -Eventuais ganhos de operação compartilhados com o consumidor - Aumento da efetividade do mecanismo em cenários de normalidade			
Mecanismo	Avaliação atual	Proposta	Aplicação	Resultados											
MVE	-Indefinição da regra atual de repasse e a comparação de todos os produtos com o PLD aumentam o nível de risco percebido pelas distribuidoras em relação ao mecanismo	-Preço das operações do MVE de longo prazo (6 meses, 12 meses e anos posteriores) deve ser comparado ao PMIX das Ds - Caso a venda das sobras involuntárias seja realizada a um preço superior ao Pmix, o ganho da operação será compartilhado com o consumidor, na proporção de 50%, independente do PLD que venha a ser realizado no período da venda	Permanente	-Adequação ajusta o objetivo do mecanismo, que deve ser o de mitigar o risco -Eventuais ganhos de operação compartilhados com o consumidor - Aumento da efetividade do mecanismo em cenários de normalidade											
		“													

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
31	ABRAGE	<p>A associação sugere que as regras de repasse tarifário do MVE sejam rediscutidas para tornar o mecanismo mais atrativo para as distribuidoras. Entendem que qualquer negociação através do MVE deve ser considerada eficiente, e, por isso, seria dispensável a apuração de resultados com base no PLD. Entende também que o objetivo do MVE é mitigar o risco de variação do PLD. Sugere que o MVE tenha produtos mais longos, de 3 a 5 anos. Sugere a antecipação das rodadas multiofertas no MVE. Sugere a criação de MVE ex-post. Propõe que geradores em operação comercial e com risco hidrológico repactuado possam descontratar por meio do MCSDEN e REN 711. Propõe que não seja exigida indenização no caso de redução permanente ou rescisão de contratos, disposta na REN 824/2018.</p> <p><u>Justificativa:</u> “2 Contextualização <i>Por meio da Nota Técnica n. 01/2020, o Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica – GMSE da ANEEL sugeriu diversas medidas de combate aos efeitos da pandemia da COVID-19 sobre o setor elétrico, entre as quais a possibilidade de geradores e distribuidoras negociarem a modulação de pagamentos de contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR.</i> <i>A matéria foi avaliada pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM/ANEEL, por meio da Nota Técnica n. 64/2020, no bojo da qual foram propostos (i) mecanismos destinados a dar concretude à sugestão do GMSE e (ii) ferramentas diversas relacionadas à gestão do portfólio das distribuidoras.</i> <i>Os mecanismos apresentados pela Nota Técnica nº 64/2020-SRM/ANEEL (“NT 64”) estão focados para o curto prazo e se justificam diante da urgência de mitigar os efeitos financeiros ocasionados pela pandemia, complementando as medidas já regulamentadas, como a operação financeira estruturada para injetar liquidez nas distribuidoras¹.</i> <i>Nada obstante, há risco de baixa efetividade dos mecanismos propostos diante da situação atual do mercado de energia, que conta com valores baixos de PLD e com redução de demanda prevista tanto para os próximos meses quanto para os próximos anos, circunstância refletida na última revisão do Programa Mensal da Operação Eletroenergética – PMO.</i></p>	Parcialmente aceita.	Ver seções III.2.1 a III.2.4. O último processamento do MVE de 2020 ocorreu em setembro.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa												
		<p><i>Os efeitos de curtíssimo prazo, isto é, até dezembro de 2020, poderão ser cobertos pela “Conta COVID”. Ocorre que, do Planejamento Anual 2020-2024² e da Revisão Extraordinária, divulgada por EPE/ONS/CCEE em junho deste ano³, constata-se redução de demanda de cerca de 5.000 MWméd por ano entre 2020 e 2024, cenário esse que exige maior atenção. A extensão no tempo dessa sobrecontratação recomenda ampliação dos mecanismos de gestão de contratos regulados, de maneira tal que se tornem capazes de efetivamente endereçarem o problema num horizonte temporal adequado.</i></p> <p><i>De acordo com dados da planilha InfoMercado da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE relativos ao ano de 2019, contratos em que as distribuidoras figuram como parte compradora⁴ totalizaram quase 50.000 MWméd, oriundos de:</i></p> <p><i>(i) regime de cotas (Itaipu, PROINFA, energia proveniente das UTNs Angra I e II e energia oriunda das usinas hidrelétricas com concessão prorrogada nos termos da Lei n. 12.783/2013);</i></p> <p><i>(ii) participação em leilões de compra de energia (existente e nova) e</i></p> <p><i>(iii) contratos anteriores a 2004, bem como envolvendo geração distribuída⁵.</i></p> <p><i>A tabela abaixo, elaborada com dados da planilha InfoMercado da CCEE, mostra a composição e a representatividade desses contratos do ACR:</i></p> <table border="1" data-bbox="387 943 1476 1417"> <thead> <tr> <th>Tipo de contrato</th> <th>Quantidade (MWméd)</th> <th>Representatividade no portfólio (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Itaipu</td> <td>6.438</td> <td>13%</td> </tr> <tr> <td>PROINFA*</td> <td>895</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td>CCGF (cotas garantia</td> <td>10.545</td> <td>21%</td> </tr> </tbody> </table>	Tipo de contrato	Quantidade (MWméd)	Representatividade no portfólio (%)	Itaipu	6.438	13%	PROINFA*	895	2%	CCGF (cotas garantia	10.545	21%		
Tipo de contrato	Quantidade (MWméd)	Representatividade no portfólio (%)														
Itaipu	6.438	13%														
PROINFA*	895	2%														
CCGF (cotas garantia	10.545	21%														

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		física)		
		CCEN (Angra I/II)	1.573	3%
		CBR**	4.301	9%
		CCEAR energia nova***	24.002	48%
		CCEAR energia existente	2.093	4%
		TOTAL	49.846	100%
		<p>* Considerado percentual de 70% destinado ao ACR</p> <p>**Excluídos os contratos firmados pela CHESF nos termos da Lei n. 13.182/2015</p> <p>*** Incluídos fontes alternativas e estruturantes (UHes Santo Antônio, Jirau e Belo Monte)</p> <p><i>As aquisições compulsórias das distribuidoras (Itaipu, PROINFA, Angra I/II e cotas de garantia física) responderam, em 2019, por 39% de toda a cobertura contratual dos agentes que atuam no ACR. Tais contratos, por questões de natureza legal, não permitem redução de montantes para adequação do nível de contratação das distribuidoras.</i></p> <p><i>Assumida a premissa de que os Contratos Bilaterais Regulados – CBRs não conferem ao agente comprador flexibilidade para gerir o montante contratado, verifica-se que aproximadamente metade do portfólio</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>das distribuidoras (compras compulsórias + CBRs) é composto por contratação inflexível, ou seja, por montantes de energia que não podem ser reduzidos em cenário de sobrecontratação das distribuidoras. Logo, de todas as modalidades de contratação existentes no ACR, apenas os CCEARs viabilizam a gestão dos montantes contratados.</p> <p>Por força do art. 29 do Decreto n. 5.163/2004⁶, os CCEARs de energia existente possuem disposições que conferem ao comprador a prerrogativa de reduzir os montantes contratados em virtude de (i) migração de consumidores para o mercado livre e de (ii) variações de mercado, respeitado o limite de redução máxima de 4% do montante anual originalmente contratado.</p> <p>Como os CCEARs de energia existente respondem por apenas 4% do seu portfólio, as distribuidoras só conseguiriam reduzir, de forma unilateral, 0,16%⁷ de seus montantes contratados.</p> <p>Assim, a efetiva redução do nível de contratação das distribuidoras no presente momento <u>passa invariavelmente pelo tratamento regulatório dos CCEARs de energia nova</u>, sobretudo no que diz respeito às condições e aos requisitos para:</p> <ul style="list-style-type: none"> • celebração de acordos bilaterais⁸ que resultem em redução dos volumes contratados; e • participação dos agentes vendedores no processamento do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova – MCSDEN⁹. <p>Contudo, em razão das restrições impostas pela ANEEL em 2018, apenas empreendimentos que ainda não estejam em operação podem participar dessas duas alternativas de gestão de portfólio.</p> <p>Logo, a única alternativa potencialmente apta a endereçar o cenário atual reside na utilização do Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE, objeto da Resolução Normativa n. 824/2018.</p> <p>A necessidade de redução dos montantes contratados em virtude da retração do consumo causada pelos efeitos da pandemia do Covid-19 pode ser ilustrada na declaração, feita pelas distribuidoras, de 7.303 MWMéd de sobras no processamento do MCSDEN A-1, realizado em junho de 2020 de forma extraordinária pela CCEE¹⁰.</p> <p>Diante do expressivo montante de sobras de energia, os mecanismos atualmente à disposição das distribuidoras para a gestão de seus contratos têm sua eficácia posta em xeque.</p> <p>A pequena representatividade dos CCEARs de energia existente impede que as distribuidoras promovam a redução necessária de montantes contratados.</p>		

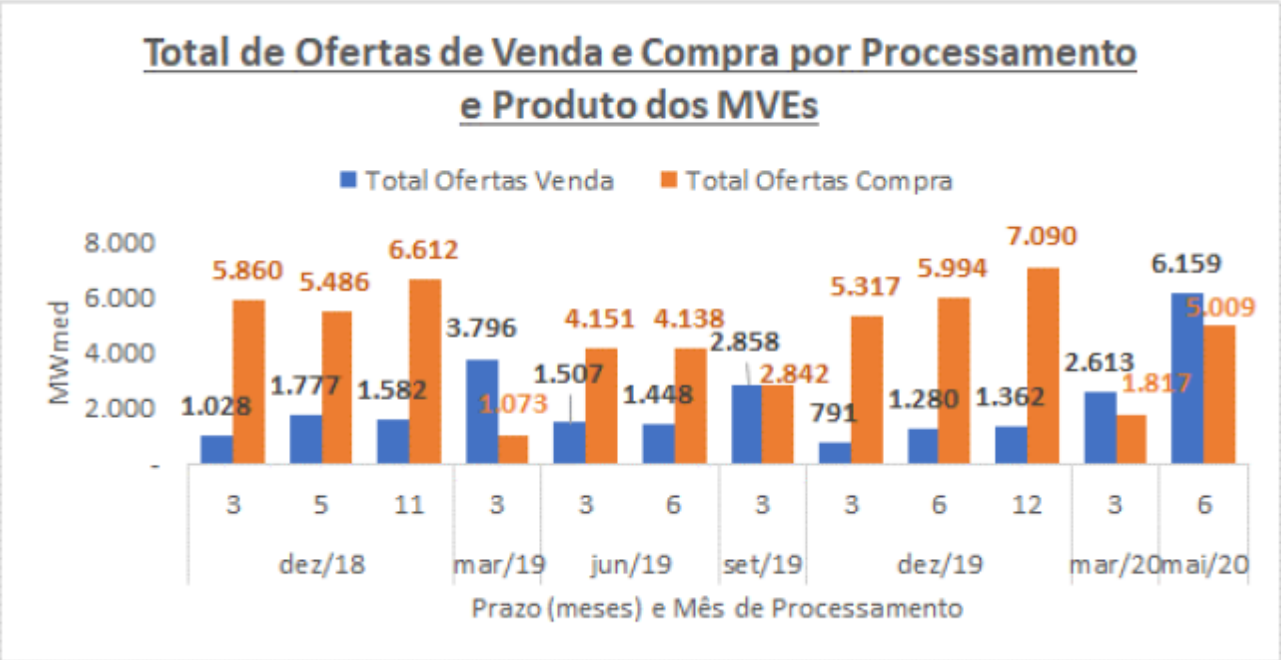
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS												
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa								
		<p><i>Por sua vez, a redução dos montantes contratados por meio de acordos bilaterais de CCEARs de energia nova e da consideração de ofertas de redução no processamento do MCSDEN têm sua efetividade comprometida em face da limitação, imposta pela REN n. 824/2018, que restringe tais acordos bilaterais e ofertas de redução a agentes vendedores responsáveis por usinas que ainda não possuam unidades geradoras em operação comercial.</i></p> <p><i>Para que se tenha a correta compreensão do alcance da restrição imposta pela Agência, basta observar o resultado do MCSDEN A-1 extraordinário processado em junho de 2020. A tabela abaixo, extraída do Comunicado CCEE n. 432/20, mostra que as ofertas de redução não superaram 800 MWméd, montante correspondente a menos de 11% de toda a energia que as distribuidoras buscaram reduzir:</i></p> <div data-bbox="421 715 1697 1129" style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin: 10px 0;"> <p>432/20 CO – Resultados Preliminares do Processamento extraordinário do MCSD EN A-1 jun/20 (2021) 24/06/2020 - 16:30</p> <p style="text-align: right;">Imprimir</p> <p>A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa os resultados preliminares do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD de Energia Nova na modalidade A-1 de jun/20, referentes ao período de janeiro a dezembro de 2021.</p> <p style="text-align: center;">Tabela – Resultado preliminar do MCSD A-1 de 2021</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #FFD700;">Total de sobras validadas (MWm)</th> <th style="background-color: #FFD700;">Total de déficits validados (MWm)</th> <th style="background-color: #FFD700;">Total efetivado de ofertas de redução (MWm)</th> <th style="background-color: #FFD700;">Total de ccessões compulsórias (MWm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>7.303,559</td> <td>00,000</td> <td>794,349</td> <td>386,361</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>Fonte: CCEE¹¹</p> <p><i>Já o MVE, considerado “o melhor instrumento disponível para gestão contratual das distribuidoras” pela Nota Técnica n. 64/2020-SRM/ANEEL, também não se mostra capaz de equacionar a sobrecontratação imposta ao ACR pela pandemia, conforme cabalmente demonstram os recentes resultados do MVE de junho deste ano, no qual já estavam presentes os efeitos da Covid-19 sobre o nível de contratação das distribuidoras.</i></p>	Total de sobras validadas (MWm)	Total de déficits validados (MWm)	Total efetivado de ofertas de redução (MWm)	Total de ccessões compulsórias (MWm)	7.303,559	00,000	794,349	386,361		
Total de sobras validadas (MWm)	Total de déficits validados (MWm)	Total efetivado de ofertas de redução (MWm)	Total de ccessões compulsórias (MWm)									
7.303,559	00,000	794,349	386,361									

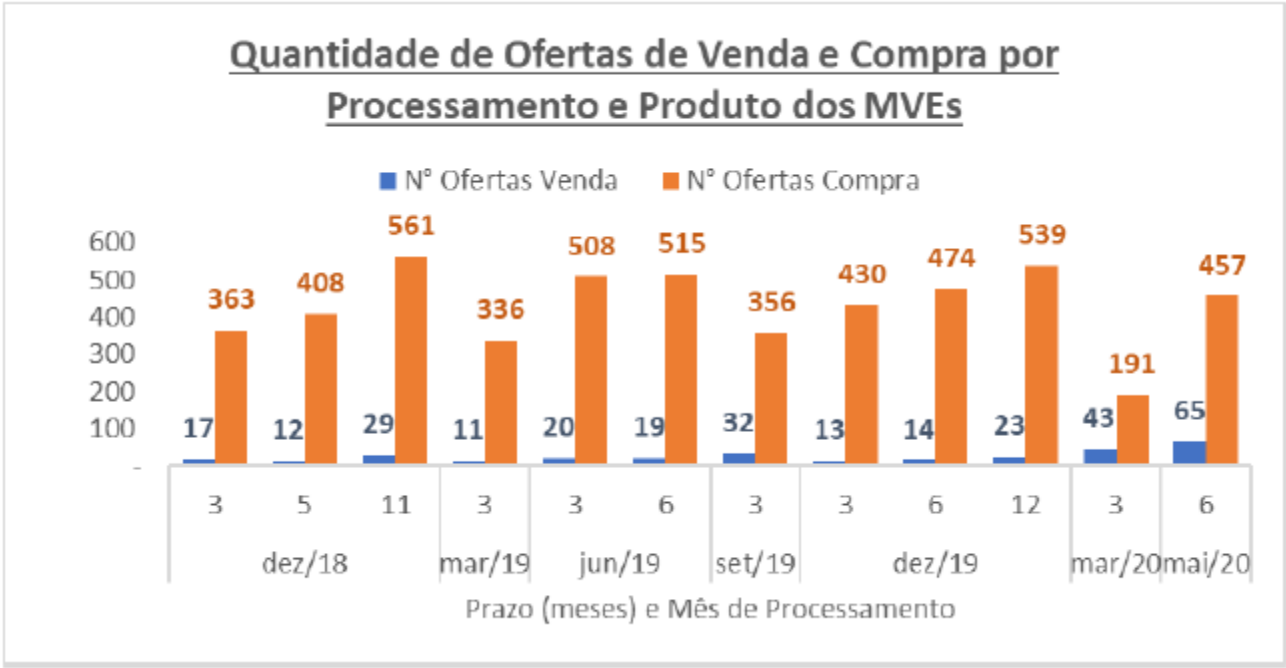
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																										
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																						
		<p>De acordo com a CCEE¹², para os produtos de 6 meses, as distribuidoras ofertaram 6.966 MW_{méd} para venda, dos quais, ao fim, apenas 39,7 MW_{méd} foram efetivamente negociados:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Produtos de 6 Meses (jul a dez – 4416 horas)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Nº de Ofertas Recebidas</th> <th>Total Ofertado (MW_{med})</th> <th>Nº de Ofertas Atendidas</th> <th>Total Negociado (MW_{med})</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Venda</td> <td>59</td> <td>6.966</td> <td>3</td> <td rowspan="2">39,7</td> </tr> <tr> <td>Compra</td> <td>268</td> <td>2.152</td> <td>9</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: CCEE</p> <p>Em síntese, o último MVE processado permitiu que as distribuidoras se desfizessem de menos de 1% de seus excedentes declarados!</p> <p>Para os produtos de 3 meses, os resultados foram ainda mais inexpressivos: dos 7.839,5 MW_{méd} ofertados pelas distribuidoras, sequer uma única unidade de energia foi adquirida:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Produtos de 3 Meses (jul a set – 2208 horas)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Nº de Ofertas Recebidas</th> <th>Total Ofertado (MW_{med})</th> <th>Nº de Ofertas Atendidas</th> <th>Total Negociado (MW_{med})</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Venda</td> <td>55</td> <td>7.839,5</td> <td>-</td> <td rowspan="2">-</td> </tr> <tr> <td>Compra</td> <td>200</td> <td>1.876,6</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: CCEE</p> <p>Portanto, diante do resultado dos últimos processamentos do MCSDEN e do MVE, fica evidente a necessidade de se promover a flexibilização das regras relacionadas aos chamados “mecanismos</p>	Produtos de 6 Meses (jul a dez – 4416 horas)						Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MW _{med})	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MW _{med})	Venda	59	6.966	3	39,7	Compra	268	2.152	9	Produtos de 3 Meses (jul a set – 2208 horas)						Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MW _{med})	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MW _{med})	Venda	55	7.839,5	-	-	Compra	200	1.876,6	-		
Produtos de 6 Meses (jul a dez – 4416 horas)																																										
	Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MW _{med})	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MW _{med})																																						
Venda	59	6.966	3	39,7																																						
Compra	268	2.152	9																																							
Produtos de 3 Meses (jul a set – 2208 horas)																																										
	Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MW _{med})	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MW _{med})																																						
Venda	55	7.839,5	-	-																																						
Compra	200	1.876,6	-																																							

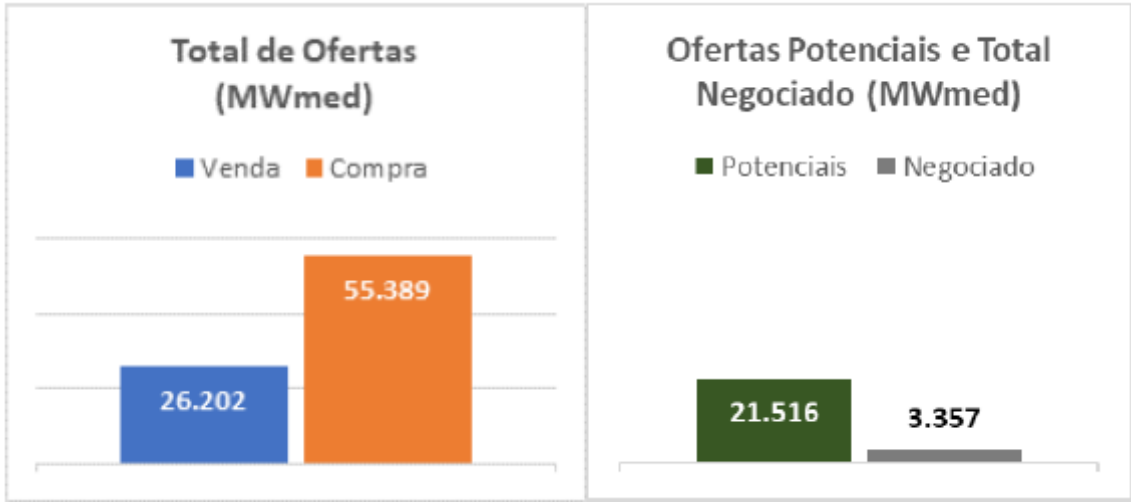
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>consensuais de redução ou transferência de contratos entre os agentes”, conforme apontado na Nota Técnica n. 01/2020-GMSE/ANEEL, bem como buscar mecanismos de aperfeiçoamento do MVE.</i></p> <p>...”</p> <hr/> <p><i>“1 Conta Covid. 2 Publicado em dezembro de 2019. 3 Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Tecnico%201a%20Revisao%20Extraordinaria.pdf 4 Contratos classificados como do ACR. 5 Contratos classificados como CBR (Contratos Bilaterais Regulados). 6 Art. 29. Os CCEAR decorrentes dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes deverão prever a possibilidade de redução dos montantes contratados, a critério exclusivo do agente de distribuição, em razão: I - do exercício, pelos consumidores potencialmente livres e os que se enquadram como especiais, da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor; II - de outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e 7 4% de 4%! 8 Nos termos da Resolução Normativa n. 711/2016. 9 Conforme preconiza a Resolução Normativa n. 693/2015. 10 Em atendimento ao disposto no Despacho ANEEL n. 1.661/2020 11 </i></p>		

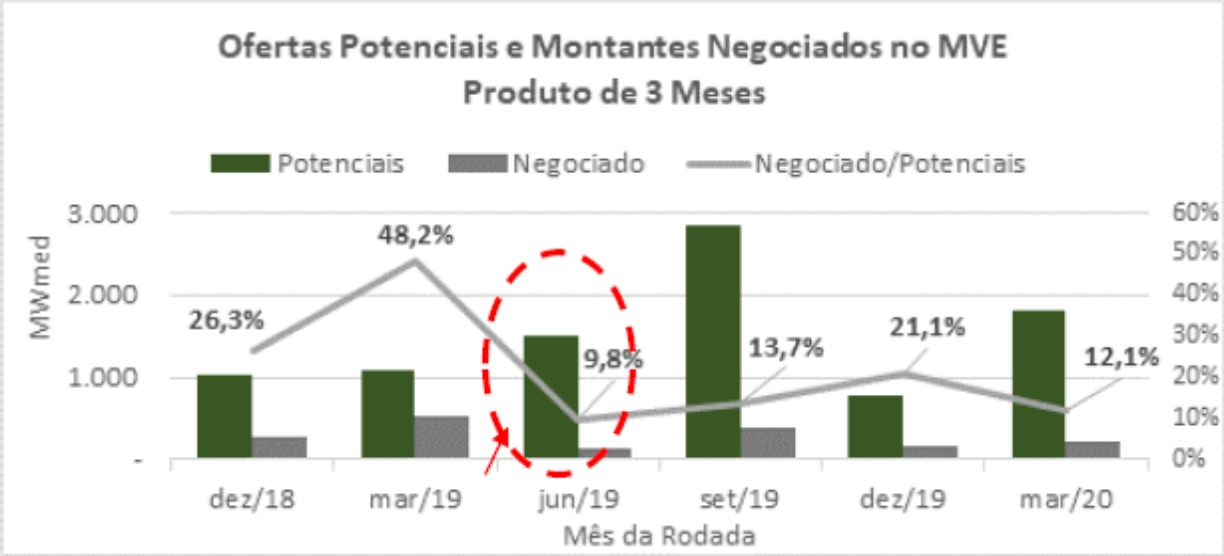
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>state=nkoxfn59s_98#!%40%40%3F_afrLoop%3D329150867288721%26contentId%3DCCEE_655600%26_adf.ctrl-state%3Dnkoxfn59s_102</p> <p>12 https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/comunicados/detalhe_comunicado?contentId=CCEE_655589&_afrLoop=329673041364209&_adf.ctrl-state=nkoxfn59s_127#!%40%40%3F_afrLoop%3D329673041364209%26contentId%3DCCEE_655589%26_adf.ctrl-state%3Dnkoxfn59s_131”</p> <p>"3 Mecanismo de Venda de Excedentes</p> <p><i>A Lei n° 13.360, regulamentada pelo Decreto n° 9.143, permitiu a negociação de sobras contratuais pelas distribuidoras no Ambiente de Contratação Livre (ACL). A Resolução Normativa n° 824/2018 (“REN824”) regulamentou o Mecanismo de Venda de Excedentes (“MVE”), mecanismo centralizado, operado pela CCEE, com prazos e com produtos pré-definidos em regulamentação.</i></p> <p><i>No MVE, as distribuidoras são livres para fazer ofertas para cada produto negociado em cada processamento regulamentar, com limite de oferta total para um determinado ano calculado sobre 15% do seu mercado apurado nos 12 meses contabilizados anteriores ao ano de execução do mecanismo. Se os produtos forem trimestrais, esses prazos são menores, mas sempre embasados no limite anual de 15%. Os produtos regulamentados do MVE limitam-se ao prazo de um ano. Excepcionalmente para 2020, o referido limite anual foi ampliado para 30%¹³ em virtude dos impactos nos níveis de sobrecontratação das distribuidoras das medidas de isolamento social decretadas para mitigar o avanço da COVID-19 no país. Ainda, se a distribuidora ofertar montante de energia apurado posteriormente, em seu processo tarifário, como sobrecontratação voluntária, o resultado da negociação (lucro ou prejuízo) será de sua conta e risco, sem direito a repasse tarifário. Se a venda se der sobre montante reconhecido como sobrecontratação involuntária, o resultado positivo da operação de venda é compartilhado em igual montante (50/50%) entre a distribuidora e os consumidores, enquanto o resultado negativo deve ser recomposto integralmente pela distribuidora aos consumidores. A apuração de resultados sobre a parcela de sobrecontratação involuntária se dá pela comparação do preço de venda no MVE com o PLD verificado no período.</i></p>		

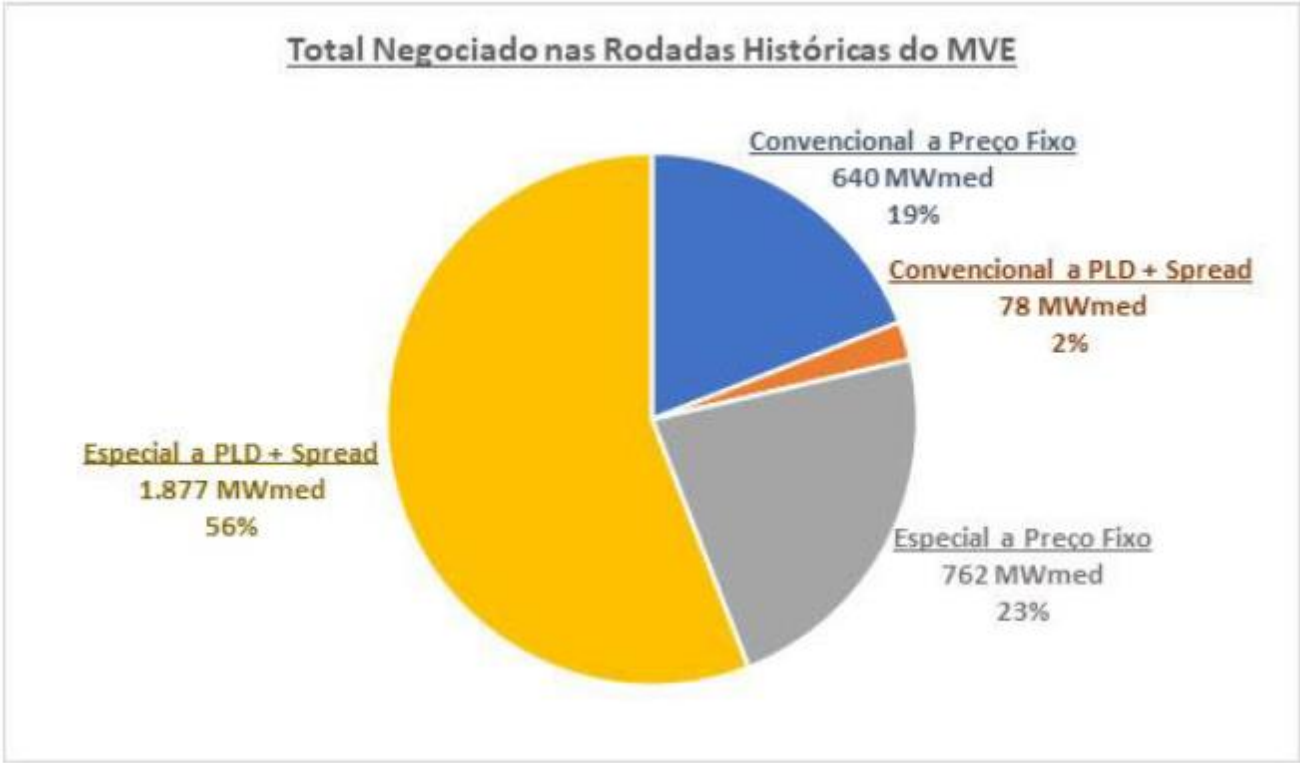
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Desde sua regulamentação, o MVE já foi processado em 7 oportunidades¹⁴, com ampla participação de agentes do mercado. A análise de todos os processamentos do mecanismo demonstra que há bastante disposição para negociação. O volume total ofertado pelas distribuidoras em todos os produtos, considerando todos os processamentos do MVE, soma 26.202 MWmed, com uma participação média ponderada¹⁵ de 32 ofertantes por processamento. Enquanto, do lado da demanda, o total de ofertas de compra foi de 55.389 MWmed, com uma participação média ponderada de 456 demandantes por processamento.</i></p> <p><i>Das ofertas de venda e compra, 21.516 MWmed podem ser consideradas “potenciais”¹⁶, isto é, pares negociais poderiam ter sido formados caso houvesse preço satisfatório para a negociação. Porém, do montante total de ofertas potenciais, apenas 3.357 MWmed, ou 15,6%, foram efetivamente negociados nos processamentos já realizados, o que indica que há forte dificuldade de se encontrar um preço de equilíbrio para a negociação.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																											
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																							
		<p style="text-align: center;">Total de Ofertas de Venda e Compra por Processamento e Produto dos MVEs</p>  <table border="1"> <caption>Data from the bar chart: Total de Ofertas de Venda e Compra por Processamento e Produto dos MVEs</caption> <thead> <tr> <th>Prazo (meses) e Mês de Processamento</th> <th>Total Ofertas Venda (MW/med)</th> <th>Total Ofertas Compra (MW/med)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3 dez/18</td> <td>1.028</td> <td>5.860</td> </tr> <tr> <td>5 dez/18</td> <td>1.777</td> <td>5.486</td> </tr> <tr> <td>11 dez/18</td> <td>1.582</td> <td>6.612</td> </tr> <tr> <td>3 mar/19</td> <td>3.796</td> <td>1.073</td> </tr> <tr> <td>3 jun/19</td> <td>1.507</td> <td>4.151</td> </tr> <tr> <td>6 jun/19</td> <td>1.448</td> <td>4.138</td> </tr> <tr> <td>3 set/19</td> <td>2.858</td> <td>2.842</td> </tr> <tr> <td>3 set/19</td> <td>791</td> <td>5.317</td> </tr> <tr> <td>6 dez/19</td> <td>1.280</td> <td>5.994</td> </tr> <tr> <td>12 dez/19</td> <td>1.362</td> <td>7.090</td> </tr> <tr> <td>3 mar/20</td> <td>2.613</td> <td>1.817</td> </tr> <tr> <td>6 mai/20</td> <td>6.159</td> <td>5.009</td> </tr> </tbody> </table>	Prazo (meses) e Mês de Processamento	Total Ofertas Venda (MW/med)	Total Ofertas Compra (MW/med)	3 dez/18	1.028	5.860	5 dez/18	1.777	5.486	11 dez/18	1.582	6.612	3 mar/19	3.796	1.073	3 jun/19	1.507	4.151	6 jun/19	1.448	4.138	3 set/19	2.858	2.842	3 set/19	791	5.317	6 dez/19	1.280	5.994	12 dez/19	1.362	7.090	3 mar/20	2.613	1.817	6 mai/20	6.159	5.009		
Prazo (meses) e Mês de Processamento	Total Ofertas Venda (MW/med)	Total Ofertas Compra (MW/med)																																									
3 dez/18	1.028	5.860																																									
5 dez/18	1.777	5.486																																									
11 dez/18	1.582	6.612																																									
3 mar/19	3.796	1.073																																									
3 jun/19	1.507	4.151																																									
6 jun/19	1.448	4.138																																									
3 set/19	2.858	2.842																																									
3 set/19	791	5.317																																									
6 dez/19	1.280	5.994																																									
12 dez/19	1.362	7.090																																									
3 mar/20	2.613	1.817																																									
6 mai/20	6.159	5.009																																									

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																											
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																							
		<p style="text-align: center;">Quantidade de Ofertas de Venda e Compra por Processamento e Produto dos MVEs</p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th>Prazo (meses) e Mês de Processamento</th> <th>Nº Ofertas Venda</th> <th>Nº Ofertas Compra</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3</td> <td>17</td> <td>363</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>12</td> <td>408</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>29</td> <td>561</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>11</td> <td>336</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>20</td> <td>508</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>19</td> <td>515</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>32</td> <td>356</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>13</td> <td>430</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>14</td> <td>474</td> </tr> <tr> <td>12</td> <td>23</td> <td>539</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>43</td> <td>191</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>65</td> <td>457</td> </tr> </tbody> </table>	Prazo (meses) e Mês de Processamento	Nº Ofertas Venda	Nº Ofertas Compra	3	17	363	5	12	408	11	29	561	3	11	336	3	20	508	6	19	515	3	32	356	3	13	430	6	14	474	12	23	539	3	43	191	6	65	457		
Prazo (meses) e Mês de Processamento	Nº Ofertas Venda	Nº Ofertas Compra																																									
3	17	363																																									
5	12	408																																									
11	29	561																																									
3	11	336																																									
3	20	508																																									
6	19	515																																									
3	32	356																																									
3	13	430																																									
6	14	474																																									
12	23	539																																									
3	43	191																																									
6	65	457																																									

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		 <p>Essa dificuldade, de certa forma, poderia ser justificada nas rodadas iniciais do mecanismo, já que, tratando-se de novidade para as distribuidoras¹⁷, estas enfrentariam, em princípio, dificuldade para definir o preço de oferta, além do tempo para amadurecerem seu entendimento sobre as regras de apuração de resultado das negociações quando da oportunidade de seu processo tarifário. Porém, isso seria solucionado no decorrer do tempo, de forma que isso se refletisse em um volume maior de negociação em relação ao total de oferta potencial a cada novo processamento do mecanismo. Para que isso fosse verificado, fez-se a comparação, a cada processamento, dos resultados das negociações de produtos trimestrais via MVE (produto com maior número de registros históricos). Entretanto, o que se conclui é o contrário, houve redução do montante negociado relativamente às ofertas potenciais entre as primeiras rodadas do mecanismo e as mais recentes. Destaca-se a grande redução no índice de montantes negociados sobre ofertas potenciais a partir da data de abertura da Audiência Pública n° 25/2019 (“AP 25”), em junho de 2019, que discutiu a adequação do Módulo 4 do PRORET para dar tratamento tarifário aos resultados do MVE. Essa AP ainda se encontra sob análise da ANEEL.</p>		

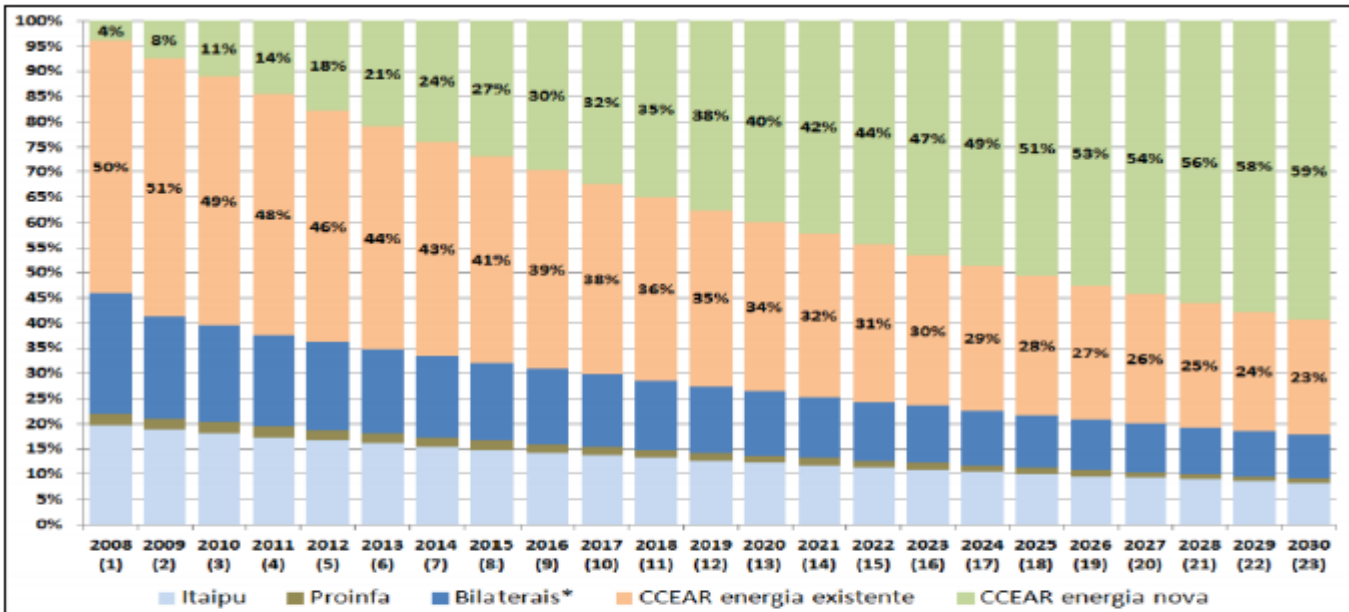
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																												
		<p style="text-align: center;">Ofertas Potenciais e Montantes Negociados no MVE Produto de 3 Meses</p>  <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico: Ofertas Potenciais e Montantes Negociados no MVE</caption> <thead> <tr> <th>Mês da Rodada</th> <th>Potenciais (MW/med)</th> <th>Negociado (MW/med)</th> <th>Negociado/Potenciais (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>dez/18</td> <td>~1.000</td> <td>~250</td> <td>26,3%</td> </tr> <tr> <td>mar/19</td> <td>~1.000</td> <td>~450</td> <td>48,2%</td> </tr> <tr> <td>jun/19</td> <td>~1.500</td> <td>~150</td> <td>9,8%</td> </tr> <tr> <td>set/19</td> <td>~2.800</td> <td>~350</td> <td>13,7%</td> </tr> <tr> <td>dez/19</td> <td>~800</td> <td>~150</td> <td>21,1%</td> </tr> <tr> <td>mar/20</td> <td>~1.800</td> <td>~200</td> <td>12,1%</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>De outro lado, importa analisar quais tipos de produtos que têm sido efetivamente negociados via MVE, isto é, que tipo de energia tem sido mais negociada (convencional ou especial) e como têm se dado os preços negociados (fixos ou PLD + spread). Observa-se que as negociações de energia especial têm sido muito mais presentes do que as de energia convencional no MVE; 79% de toda a energia negociada foi do tipo especial. Além disso, observa-se que 58% do total negociado tem se dado à PLD + spread, o que indica forte aversão a risco das distribuidoras em negociar produtos a preço fixo.</i></p>	Mês da Rodada	Potenciais (MW/med)	Negociado (MW/med)	Negociado/Potenciais (%)	dez/18	~1.000	~250	26,3%	mar/19	~1.000	~450	48,2%	jun/19	~1.500	~150	9,8%	set/19	~2.800	~350	13,7%	dez/19	~800	~150	21,1%	mar/20	~1.800	~200	12,1%		
Mês da Rodada	Potenciais (MW/med)	Negociado (MW/med)	Negociado/Potenciais (%)																													
dez/18	~1.000	~250	26,3%																													
mar/19	~1.000	~450	48,2%																													
jun/19	~1.500	~150	9,8%																													
set/19	~2.800	~350	13,7%																													
dez/19	~800	~150	21,1%																													
mar/20	~1.800	~200	12,1%																													

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																			
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa															
		<p style="text-align: center;">Total Negociado nas Rodadas Históricas do MVE</p>  <table border="1"> <caption>Data from Pie Chart: Total Negociado nas Rodadas Históricas do MVE</caption> <thead> <tr> <th>Category</th> <th>Value (MWmed)</th> <th>Percentage</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Especial a Preço Fixo</td> <td>762</td> <td>23%</td> </tr> <tr> <td>Especial a PLD+ Spread</td> <td>1.877</td> <td>56%</td> </tr> <tr> <td>Convencional a Preço Fixo</td> <td>640</td> <td>19%</td> </tr> <tr> <td>Convencional a PLD+ Spread</td> <td>78</td> <td>2%</td> </tr> </tbody> </table>	Category	Value (MWmed)	Percentage	Especial a Preço Fixo	762	23%	Especial a PLD+ Spread	1.877	56%	Convencional a Preço Fixo	640	19%	Convencional a PLD+ Spread	78	2%		
Category	Value (MWmed)	Percentage																	
Especial a Preço Fixo	762	23%																	
Especial a PLD+ Spread	1.877	56%																	
Convencional a Preço Fixo	640	19%																	
Convencional a PLD+ Spread	78	2%																	
		<p><i>Na ótica dos demandantes, ressalta-se que as negociações a PLD + spread ocorrem quando há escassez ou má alocação de lastro de energia no mercado livre. Assim, esses demandantes eventualmente aceitam incorrer no risco de volatilidade do PLD e, adicionalmente, pagam prêmio para mitigar o risco de sofrer com penalidades. Isso ocorreu notoriamente nos últimos anos no mercado de energia especial, onde a demanda esteve maior do que a oferta no ACL, enquanto havia sobras relevantes contratuais deste tipo de energia no ACR. Portanto, justifica-se as vendas majoritariamente terem ocorrido no mercado de energia especial a PLD + spread.</i></p>																	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Ocorre que, como o mercado de energia especial é inferior ao mercado de energia convencional, em um momento como o atual, onde há relevante sobra generalizada de energia para as distribuidoras, entende-se que, se não houver atratividade para estas negociarem energia também no mercado convencional e/ou a preço fixo, tendo como base o resultado dos processamentos do MVE já realizados, haverá bastante dificuldade de utilizar esse mecanismo efetivamente para gestão do portfólio das distribuidoras.</i></p> <p><i>Tendo todo o exposto, conclui-se que a proposta trazida pela Nota Técnica nº 64/2020-SRM/ANEEL (“NT64”), qual seja, a criação de produtos adicionais ao MVE e a permissão para rodadas adicionais extraordinárias do mecanismo, é bem-vinda, mas provavelmente não será suficiente para dar maior efetividade ao mecanismo. Conclui-se, assim, que, além da criação de novos produtos, as regras do MVE precisam ser primeiramente definidas além de discutidas, de forma a tornar o mecanismo mais atrativo para a participação das distribuidoras.</i></p> <p><i>Nessa direção, reforça-se a indefinição sobre a própria apuração dos reflexos tarifários das vendas no MVE para as distribuidoras. Conforme já mencionado anteriormente, a discussão sobre a revisão do Módulo 4 do PRORET se deu no âmbito da Audiência Pública 025/2019, sem sua conclusão até então. É importante que haja definição desse processo para que as distribuidoras se sintam mais seguras para fazer suas ofertas no MVE.</i></p> <p><i>Adicionalmente, sabendo-se que o MVE se trata de mecanismo centralizado, com ampla possibilidade de participação dos agentes de mercado e, eventualmente, com regras bem definidas, é razoável admitir que qualquer negociação através do mecanismo pode ser considerada eficiente no sentido de refletir as melhores condições de mercado naquele momento. Isso fica ainda mais evidente quando se considera que o preço final de todos os contratos negociados no MVE não são necessariamente aqueles ofertados individualmente pela distribuidora, mas o preço de equilíbrio do mecanismo.</i></p> <p><i>Sendo assim, entende-se que como dispensável a apuração do resultado de cada operação no MVE com base no PLD que se verificar posteriormente à sua realização, já que, como destacado anteriormente, o preço de cada negociação no MVE pode ser considerado eficiente, além de que, um dos objetivos principais das negociações de energia, inclusive pelas distribuidoras, não é de se obter ganhos frente à liquidação no mercado de curto prazo, mas sim proteger o portfólio contra variações do PLD.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Ainda no sentido de se aprimorar o MVE, propõe-se que o mecanismo preveja produtos de prazos mais alongados, com duração de 3 a 5 anos, por exemplo. Estes produtos são essenciais para evitar que a conjuntura de preços de curto prazo torne inviável as negociações no mecanismo. Em produtos de prazos mais alongados, os preços tendem a refletir melhor as condições estruturais do mercado, o que traria possibilidades mais abrangentes para a gestão do portfólio para as distribuidoras, ao encontro do que se pretende na presente CP.</i></p> <p><i>Para tanto, ressalta-se novamente a necessidade de fortalecer as regras do MVE para garantir maior adesão das distribuidoras a produtos a preço fixo. Isso porque as negociações a PLD + spread ficam prejudicadas para produtos de prazos mais longos, já que, quanto maior o prazo de negociação, maior é a aversão ao risco dos agentes de mercado às variações do PLD. Aliás, este é o objetivo principal das contratações de médio e longo prazo, prover estabilidade financeira ao fluxo de caixa dos agentes.</i></p> <p><i>Além de todo o exposto, há outras melhorias possíveis ao MVE:</i></p> <p><i>(i) Aumento da oferta de produtos futuros em todas as rodadas: outro ponto importante e que pode contribuir é a possibilidade da oferta de produtos futuros e de maior prazo em todas as rodadas. Exemplo: até final do ano A+1, A+2 ou A+3. É uma forma de desvinculação dos preços das projeções de curto prazo de PLD.</i></p> <p><i>(ii) Antecipação do processamento de rodadas multiofertas, previsto para 2021, de forma a tornar o MVE mais dinâmico e compatível com as diferentes percepções de riscos do tomador de decisão, permitindo tanto a distribuidora quanto o comprador ofertar mais de um preço e volume em todos produtos negociados.</i></p> <p><i>(iii) Criação de MVE Ex-Post Mensal: Esse mecanismo permitiria às empresas liquidarem tanto a sobra quanto necessidade de energia já sabido o PLD, carga e geração do mês realizado.</i></p> <p>4 Mecanismos Consensuais 4.1 Introdução <i>Buscar soluções capazes de efetivamente reduzir os atuais níveis de contratação das distribuidoras configura, inclusive, imperativo de modicidade tarifária.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Isso porque, nos termos do Decreto n. 5.163/2004 – alterado pelo Decreto n. 10.350/2020 –, toda sobrecontratação decorrente dos efeitos da pandemia da Covid-19 será considerada involuntária e, portanto, repassada à tarifa dos consumidores:</i></p> <p><i>“§ 7º Entende-se por exposição contratual involuntária o não atendimento ao disposto no inciso II do caput do art. 2º, observada a avaliação do máximo esforço do agente de distribuição pela ANEEL, em razão de: [...]</i></p> <p><i>VI - redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da covid-19 apurada conforme regulação da Aneel.”</i></p> <p><i>Nesse contexto, a solução mais adequada para mitigar o elevado nível de sobrecontratação das distribuidoras decorrente da pandemia seria flexibilizar os requisitos trazidos nas Resoluções Normativas n. 711/2016 e n. 693/2015, de maneira a permitir a participação de vendedores de CCEARs de energia nova vinculados a usinas em operação comercial, o que era possível antes da edição da Resolução Normativa n. 824/2018.</i></p> <p><i>As vantagens de se permitir a participação de geradores detentores de CCEARs de energia nova nesses mecanismos de redução de contratos são conhecidas pela ANEEL desde 2012, quando, ao aprovar o Despacho n. 1.279/2012, reconheceu-se “a viabilidade jurídica de acordos bilaterais envolvendo CCEAR decorrente de leilões de novos empreendimentos de geração”.</i></p> <p><i>Na ocasião, esta Agência defendeu a necessidade de se permitir a redução negociada desses contratos sob o fundamento de que:</i></p> <p><i>“Em virtude de os CCEARs de energia nova (i) serem concebidos para oferecer cobertura ao aumento do mercado das distribuidoras, (ii) não conterem cláusula de redução a critério exclusivo do comprador, (iii) possuírem período médio de suprimento de 23 anos e (iv) tornarem-se gradualmente mais representativos frente aos CCEARs de energia existente, as distribuidoras perdem, ao longo do tempo, a capacidade (i) de gestão de seus portfólios de aquisição de energia elétrica e, por consequência, (ii) de reversão ou mitigação de sua sobrecontratação.”¹⁸</i></p> <p><i>O gráfico abaixo, extraído do voto condutor do referido despacho, revela que a Agência, já naquela época, indicava a necessidade de serem estabelecidas condições para que distribuidoras e agentes vendedores de CCEARs de energia nova pudessem ajustar, com maior amplitude, os montantes contratados:</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		 <p> * demais tipos de contratos (anteriores à Lei n. 10.848/2004, decorrentes de leilão de ajuste, provenientes do processo de desverticalização e de geração distribuída oriunda de chamada pública) </p>		
		<p>Fonte: ANEEL (http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20121279_1.pdf)</p> <p>No estudo realizado pela ANEEL em 2012, os CCEARs de energia existente responderiam por <u>35%</u> da contratação das distribuidoras em 2019. A EPE, à época, posicionava-se em sentido contrário à iniciativa da ANEEL, bradando que o engessamento dos CCEARs de energia nova constituiria pilar do “novo modelo setorial”.</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>A realidade deu ainda mais razão à ANEEL: os dados da CCEE mostram que, em 2019, a representatividade dos CCEARs de energia existente no portfólio das distribuidoras foi de <u>4%</u>!</i></p> <p><i>Assim, o engessamento atual do nível de contratação das distribuidoras mostra-se ainda mais severo do que o previsto em 2012, quando já se apontava a necessidade premente de dar maior flexibilidade ao portfólio das distribuidoras.</i></p> <p><i>Caso isso não seja considerado razão suficiente para a extinção definitiva das restrições impostas pela REN n. 824/2018, poder-se-ia permitir que os geradores em operação comercial contribuam com a redução dos montantes contratados pelas distribuidoras ao menos até o final de 2022, marco apontado nos estudos elaborados por ONS/EPE/CCEE como o de consolidação da recuperação da economia nacional e, por consequência, da retomada consistente da demanda de energia elétrica.</i></p> <p><i>Em 2023, as distribuidoras terão redução do seu nível de contratação em virtude do término da vigência dos primeiros CCEARs de energia nova (produto 2008-15), bem como poderão se beneficiar com eventual mudança do modelo de contratação de energia da UHE Itaipu, dado o término da vigência do Anexo C do Tratado de Itaipu.</i></p> <p><i>Adequado, nesse cenário, garantir a ampliação dos mecanismos de gestão de portfólio das distribuidoras ao menos até o fim de 2022.</i></p> <p>4.2 Alegados Ônus aos Consumidores Finais</p> <p><i>A Resolução Normativa 711/2016, na sua versão original, tratava de mecanismos de gestão de riscos e de aspectos relevantes que influenciavam sobremaneira as decisões comerciais de geradores e concessionárias de distribuição em relação ao seu portfólio de contratos.</i></p> <p><i>A revisão da REN 711/16, dada pela REN 824/18, teve impacto negativo na elegibilidade e na atratividade na celebração de acordos entre geradoras e distribuidoras.</i></p> <p><i>Com relação à elegibilidade, a mesma foi restrita apenas a usinas que ainda não haviam entrado em operação comercial com a alteração do Art 1º, que passou a vigorar com a seguinte redação:</i></p> <p><i>“Art. 1º Estabelecer critérios e condições para celebração de acordos bilaterais entre partes signatárias de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR vinculados a empreendimentos</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>de geração que não possuam unidades geradoras em operação comercial. (Redação dada pela REN ANEEL 824 de 10.07.2018)."</p> <p><i>No entendimento da ABRAGE, outra alteração que torna proibitiva ou no mínimo pouco atrativa a celebração de acordos de rescisão ou redução permanente de CCEARs foi a inclusão de indenização por parte do gerador às distribuidoras, com redação dada pela ReN ANEEL 824/18. A ReN 711/16 passa a contar com o parágrafo 11 em seu Art 2º:</i></p> <p><i>"Art. 2º O acordo bilateral poderá envolver as seguintes modalidades:</i></p> <p><i>I – redução temporária total ou parcial da energia contratada;</i></p> <p><i>II – redução parcial permanente da energia contratada;</i></p> <p><i>III – rescisão contratual.</i></p> <p><i>(...) § 11 Os acordos de que tratam os incisos II e III do caput ensejarão o pagamento pelos geradores de indenização equivalente a um ano de receita do empreendimento, proporcional ao montante reduzido, com sua reversão integral para modicidade tarifária, conforme procedimentos definidos no Módulo 4 do Proret. (Incluído pela REN ANEEL 824 de 10.07.2018)."</i></p> <p><i>Ressalta-se que um acordo, por não se tratar de uma imposição de qualquer das partes, deve ser acompanhado de condições mais flexíveis e menos onerosas possíveis para as partes.</i></p> <p><i>Destaca-se que em grande parte, se não em sua totalidade, os geradores com CCEARs de Energia Nova precisam apresentar para os bancos financiadores a viabilidade de se abrir mão de recebíveis de longo prazo e conseguir anuência para celebrar tais operações.</i></p> <p><i>O referido normativo em sua versão original, e a REN nº 727/2016, que instituiu a possibilidade de ofertas de reduções contratuais para agentes de geração contratados em Leilões de Energia Nova, possibilitaram às concessionárias de distribuição de energia o ajuste ótimo dos seus níveis de sobrecontratação, bem como aos geradores adequar seus compromissos ao compasso da disponibilização da geração.</i></p> <p><i>Como de amplo conhecimento, referidos normativos foram relevantemente exitosos para a adequação das posições contratuais dos agentes envolvidos, operando em benefício de todos, incluindo os consumidores finais que, a depender do caso, ou restaram neutros aos processos, ou perceberam ganhos ao deixar de arcar com volumes expressivos de sobrecontratação.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>No principal argumento que subsidiou a alteração da REN 711/2016, a SRM, mesmo reconhecendo que se baseou em uma amostra pequena de acordos bilaterais, sustenta que os referidos normativos (REN 711/2016 e 727/2016) estavam trazendo um desequilíbrio para o consumidor final, que deveria arcar com o “bônus a ser pago” para as distribuidoras no caso das descontratações pela REN 711/2016 dos contratos com preço de venda superior ao Pmix, e sofrendo prejuízos nas descontratações de contratos baratos via MCSDEN.</i></p> <p><i>Primeiramente, cabe destacar que as descontratações provenientes da REN 711/2016 mantinham a neutralidade para o consumidor final, uma vez que tanto o ônus das descontratações de CCEARs com preços menores que o PMix, quanto o bônus resultante das descontratações de CCEARs com preço acima do Pmix, seriam arcados pelas distribuidoras, preservando-se assim as condições tarifárias anteriores às respectivas operações comerciais. Sobre esta afirmação, destacamos o voto do diretor-relator Tiago de Barros Correia, no âmbito da REN 711/2016:</i></p> <p><i>“21. Quanto à argumentação de que o bônus, tal qual o ônus, deve ser integralmente direcionado à distribuidora, entendemos que tal afirmação possui consistência e consideramos que a contribuição deve ser acatada.”</i></p> <p><i>Esta condição de neutralidade (ao consumidor) pode ser verificada no componente financeiro incluído na REN 711/2016, e constante do submódulo 4.4 do PRORET.</i></p> <p><i>Ademais, dado que a Medida Provisória 950/20 e o Decreto 10.350/20 conferem caráter involuntário aos CCEARs impactados pelo Covid-19, qualquer redução de quantidade sobrecontratada, ainda que a preços inferiores ao PMIX, representarão um alívio com redução de custos a serem suportados pelos consumidores.</i></p> <p><i>Assim, não conseguimos visualizar a perda do consumidor com os resultados dos acordos vinculados à REN 711/2016.</i></p> <p><i>A afirmação de que o consumidor perde com os acordos só seria compreensível sob a ilógica e paradoxal ótica de inexistência de mecanismo de incentivo às distribuidoras (os referidos “bônus”), na medida em que, nessa hipótese, os acordos inexistiriam. Assim, a regra na forma original como havia sido concebida e aprovada incentivava a realização de acordos, com proteção e neutralidade para os consumidores.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>Assim, entendemos que as regras atinentes aos acordos realizados à luz da redação original do art. 1º da REN 711/2016 eram suficientes para a adequação do nível de contratação pelos geradores e pelas distribuidoras, operando como relevantes e bem sucedidos instrumentos de gerenciamento de risco por ambas as partes, com neutralidade dos seus efeitos para o consumidor final.</u></p> <p>Ademais, é importante levar em consideração, antes da taxativa afirmativa de suposto “...desequilíbrio para o consumidor final...”, que os acordos bilaterais efetuados por meio da REN 711/2016 e das rodadas dos MCSD-EN realizados no período de 2016-2017, estão postos num quadro transitório de acentuada necessidade de ajuste de posição das concessionárias de distribuição devido aos elevados e atípicos níveis de sobrecontratação especialmente verificados em 2016 e 2017, algo que se mostra novamente necessário nesse momento de sobrecontratação devido à pandemia do COVID-19.</p> <p>É lícito supor, a esse respeito, que quadros de sobrecontratação generalizada, como aqueles e hoje em virtude da pandemia, tendem a ser mais evitados quão mais flexíveis sejam os mecanismos para sua mitigação – daí o inegável êxito alcançado pelas resoluções normativas da ANEEL (em especial a ReN 711/16 na sua versão original).</p> <p><u>Dessa maneira, a ABRAGE entende que o suposto desequilíbrio para o consumidor final inexistente na versão original da REN 711/2016.</u></p> <p>Por fim, a vantagem de mecanismos consensuais sobre o MVE é permitir a negociação de descontração em qualquer momento do ano. Devido à matriz energética brasileira, de forte dependência hídrica, há elevada volatilidade de preços ao longo das semanas, de forma que poder negociar a energia em semanas de maior preço no mercado livre confere maior flexibilidade de descontração e, portanto, maior potencial de trazer maiores benefícios aos consumidores.</p> <p>4.3 Superação das Preocupações que Criariam Restrições aos Geradores em Operação Comercial</p> <p>A preocupação externada pela ANEEL quando da edição da Resolução Normativa n. 824/2018, no sentido de que a participação em acordos bilaterais de usinas em operação comercial induziria as distribuidoras a reduzirem montantes apenas com geradores cujo preço de contrato estivesse abaixo de seu PMix, está superada em virtude tanto do caráter involuntário que o Decreto n. 10.350/2020 atribui à</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>sobrecontratação quanto da limitação temporal que a Agência pode estabelecer para as ofertas de redução.</i></p> <p><i>Ademais, os argumentos que embasaram a vedação à participação das usinas comprometidas com repactuação do risco hidrológico nos mecanismos de redução de montantes também não mais se sustentam no presente cenário.</i></p> <p><i>Por ocasião da aprovação da Resolução Normativa n. 824/2018, a Agência (i) afirmou terem sido “identificados contratos regulados com risco hidrológico repactuado que sofreram redução de montantes por meio dos mecanismos disponíveis” e (ii) reconheceu a inexistência de óbices legais à participação desses empreendimentos em tais mecanismos, pois, “nesses casos, visto que não houve mudança do montante constante do Termo de Repactuação, a Regra vigente mantém inalterados (i) o valor do prêmio de risco e (ii) a alocação de energia à parcela de usina repactuada, a despeito de sua liquidação ocorrer no ACL”¹⁹.</i></p> <p><i>Todavia, o regulador entendeu que, “em via de regra, não há mais risco de quantidade nos contratos regulados repactuados, e a redução de montantes pelo gerador se justifica apenas porque o preço no ACL é superior ao do respectivo contrato regulado”, de modo que “a redução acarretará em perda ao consumidor cativo”.</i></p> <p><i>Ocorre que as projeções apresentadas pela CCEE para os próximos 12 meses sinalizam que os efeitos da repactuação do risco hidrológico tendem a ser favoráveis aos consumidores.</i></p> <p><i>Tomando como referência as projeções mais recentes de PLD e de fator GSF realizadas pela CCEE²⁰, é possível observar que, no período de agosto de 2020 a julho de 2021 (último mês simulado), o custo unitário da exposição financeira decorrente da assunção do risco hidrológico tende a ficar, em relação ao produto SP100, abaixo do prêmio de risco estabelecido nas Resoluções Normativas n. 684/2015, n. 784/2017 e n. 805/2018.</i></p> <p><i>Segundo estimativa da Câmara para o período de agosto de 2020 a julho de 2021, o PLD do Submercado Sudeste/Centro-Oeste e o fator GSF – para fins de repactuação do risco hidrológico –, já considerados os efeitos do Despacho ANEEL n. 1.734/2020²¹, tendem a ser de R\$ 48/MWh e 82%, respectivamente.</i></p> <p><i>Nesse cenário, o custo unitário da exposição financeira associada ao produto SP100 seria da ordem de R\$ 8,64/MWh, ou seja:</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<ul style="list-style-type: none"> • quase R\$ 4/MWh abaixo do valor atualizado do prêmio de risco referente ao produto SP100 fixado pela Resolução Normativa n. 684/2015; • aproximadamente R\$ 6/MWh abaixo do valor atualizado do prêmio de risco referente ao produto SP100 fixado pela Resolução Normativa n. 784/2017; e • próximo de R\$ 11/MWh abaixo do valor atualizado do prêmio de risco referente ao produto SP100 fixado pela Resolução Normativa n. 805/2018. <p><i>As estimativas trazidas pela CCEE para os próximos 12 meses não constituem o único fator a respaldar a reinclusão dos geradores hidrelétricos com risco hidrológico repactuado no rol de agentes vendedores aptos a (i) submeter ofertas de redução no MCSDEN e (ii) celebrar acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa n. 711/2016.</i></p> <p><i>O segundo fator decorre da circunstância de a ANEEL tratar acordos bilaterais, processamento de MCSDEN e MVE como instrumentos de gestão do portfólio das distribuidoras, mas conferir, em relação a cada qual desses instrumentos, tratamentos distintos para os CCEARs vinculados a usinas com risco hidrológico repactuado.</i></p> <p><i>A Resolução Normativa n. 824/2018, não obstante impeça que geradores com risco hidrológico repactuado celebrem acordos bilaterais ou submetam ofertas de redução no âmbito do processamento do MCSDEN, não impede que as distribuidoras utilizem CCEARs atrelados a esses empreendimentos como lastro para venda de excedentes.</i></p> <p><i>Além de não haver o empecilho à utilização de CCEAR de usina com repactuação como lastro para venda de excedente, a ANEEL, na regulamentação do MVE, conferiu à distribuidora a prerrogativa de declarar o preço a partir do qual está disposta a negociar energia. A Nota Técnica n. 101/2018-SRM sinaliza que esse preço pode ter como referência o Pmix, cujo patamar, conforme PRORET, considera “todos os custos, inclusive risco hidrológico de que trata a REN 684/2015”.</i></p> <p><i>Assim, na prática, os consumidores nunca deixaram de estar submetidos aos efeitos da descontratação, pelas distribuidoras, de montantes relacionados a CCEARs em que houve repactuação. O que houve, na verdade, foi apenas a limitação dos mecanismos por meio dos quais essa descontratação pode ser efetivada.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Contudo, considerando (i) o enorme desafio de reduzir a sobrecontratação de energia provocada pela retração do consumo causada pelos efeitos da pandemia do Covid-19, (ii) a baixa efetividade dos últimos processamentos do MVE e (iii) a circunstância de que o pagamento do prêmio de risco persistirá mesmo se houver a descontração da usina com risco hidrológico repactuado, não se afigura adequado vincular e restringir expressiva parcela da energia contratada pelas distribuidoras somente à venda de excedentes. O terceiro fator reside na representatividade das reduções temporárias de CCEARs frente ao horizonte temporal considerado pela ANEEL na definição dos prêmios de risco.</i></p> <p><i>Conforme apontado na Nota Técnica n. 238/2015-SRM-SRG/ANEEL, o cálculo do prêmio de risco para fins de repactuação do risco hidrológico de contratos firmados no ACR considerou, como período de exposição do consumidor ao risco, “a média aritmética simples dos prazos dos CCEARs de Energia Nova oriundos de Leilões de Energia Nova por fonte hidráulica, resultando num prazo médio de 25 anos”.</i></p> <p><i>A dinâmica da relação de equilíbrio entre gerador e consumidor na repactuação do risco hidrológico resulta da alternância entre (i) períodos de ocorrência de sinistro (fator GSF em patamar inferior ao nível de insuficiência de geração definido na repactuação) e (ii) momentos que combinam hidrologia favorável e ausência de fatores exógenos à regular operação do SIN, como despacho fora da ordem de mérito e restrições de transmissão. Logo, diante do horizonte temporal de longo prazo considerado para cálculo do prêmio de risco, a redução temporária de CCEAR – pelo prazo de dois a três anos, por exemplo – não tem o condão de alterar o equilíbrio do risco entre as partes (gerador e consumidor), em especial no cenário marcado por sobrecontratação e baixo valor de PLD.</i></p> <p><i>Sob todos esses argumentos, impõe-se o afastamento da restrição trazida na Resolução Normativa n. 824/2018, de maneira a permitir que geradores hidrelétricos que repactuaram o risco hidrológico possam submeter oferta de redução no MCSDEN, bem como buscar acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711/2016.</i></p> <p>4.4 Tratamento dos Casos de Usinas com Baixa Performance</p> <p><i>Na Nota Técnica n. 64/2020, a SRM propõe que propostas de redução de CCEARs de energia nova vinculados a usinas com baixa performance sejam “avaliadas no caso concreto pela ANEEL, mediante</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>provocação dos agentes geradores interessados, com apresentação dos cálculos que comprovem a vantagem econômica da redução para os consumidores cativos”.</i></p> <p><i>Ao se referir a usinas com baixa performance, a área técnica da Agência aborda apenas as centrais geradoras eólicas. Entretanto, deve-se ter presente que não são apenas as centrais geradoras eólicas que estão suscetíveis à operação em níveis considerados insatisfatórios.</i></p> <p><i>Em razão do fator GSF em patamares inferiores ao nível de comprometimento com contratos de venda, geradores hidrelétricos integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE ficam submetidos a exposições financeiras que poderiam ser mitigadas com a redução dos CCEARs.</i></p> <p><i>No cenário marcado pela necessidade de as distribuidoras reduzirem seu nível de contratação, não há racionalidade em manter a necessidade de que agentes vendedores de CCEARs de energia nova tenham que recorrer a instrumentos de recomposição de lastro.</i></p> <p><i>Assim, a flexibilização dos atuais requisitos trazidos nas Resoluções Normativas n. 711/2016 e n. 693/2015, nos termos colocados nesta contribuição, endereça de maneira adequada também a questão das usinas com baixa performance, evitando, inclusive, o consumo de tempo e a insegurança jurídica que poderiam advir da exigência de avaliação “no caso concreto pela ANEEL”.</i></p> <p><i>A avaliação caso a caso sugerida na Nota Técnica n. 64/2020-SRM/ANEEL era promovida quando a ANEEL aplicava as disposições da Resolução Normativa n. 508/2012. No processo que resultou na Resolução Normativa n. 711/2016, a Agência reconheceu que a aplicabilidade da Resolução Normativa n. 508/2012 “apresenta[va] restrições derivadas da sua dinâmica de operacionalização dos acordos e de algumas imposições lá contidas”²².</i></p> <p>4.5 Ausência de Razoabilidade para Aplicação de Eventual Indenização</p> <p><i>A partir da Resolução Normativa n. 824/2018, a ANEEL passou a exigir, nos acordos bilaterais nas modalidades (i) redução parcial permanente da energia contratada e (ii) rescisão contratual, “pagamento pelos geradores de indenização equivalente a um ano de receita do empreendimento, proporcional ao montante reduzido, com sua reversão integral para modicidade tarifária”.</i></p> <p>Tal indenização, em especial no atual cenário, em que a sobrecontratação tem, nos termos do Decreto n. 10.350/2020, caráter involuntário, não se mostra adequada.</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Seria um contrassenso exigir que o vendedor, ao reduzir o nível de sobrecontratação imputado ao consumidor, tenha de pagar indenização por contribuir à modicidade tarifária.</i></p> <p><i>É importante ter em perspectiva que parte da sobrecontratação que ocorre no ACR é resultado da ausência de contratos flexíveis no portfólio das distribuidoras.</i></p> <p><i>A celebração de contratos flexíveis, contratos esses em que a parte compradora tem a prerrogativa de reduzir os montantes contratados segundo parâmetros definidos no próprio contrato, implica preço de venda mais elevado, já que o agente vendedor exigirá determinado prêmio para assunção do risco de variação do volume contratado.</i></p> <p><i>Portanto, o consumidor cativo vem, ao longo do tempo, percebendo custos mais módicos em razão de as distribuidoras celebrarem contratos de compra de energia elétrica com agentes vendedores que não assumem o risco de variação do volume contratado.</i></p> <p><i>Entretanto, quando ocorre retração do mercado cativo, a ausência de contratos flexíveis resulta em sobrecontratação que, se for considerada involuntária, gera impacto tarifário.</i></p> <p><i>Considerando que acordos bilaterais de CCEARs de energia nova conferem caráter flexível a contrato originalmente marcado pela inflexibilidade irrestrita, chega-se à conclusão de que não é razoável exigir do agente vendedor o pagamento de determinado valor para a celebração desses acordos bilaterais que, na prática, atribuem valor à parte compradora.</i></p> <p><i>No modelo de comercialização instituído pela Lei n. 10.848/2004 e pelo Decreto n. 5.163/2004, eventuais sobras contratuais de distribuidoras seriam compensadas por déficits apresentados por outras distribuidoras, sendo que essa dinâmica de compensação mitigaria os efeitos de um portfólio formado por contratos exclusivamente inflexíveis.</i></p> <p><i>Contudo, no atual cenário, não há distribuidoras subcontratadas, de maneira que a sobrecontratação é generalizada.</i></p> <p>4.6 Proposta</p> <p><i>Pelo exposto, propõe-se a alteração:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• da Resolução Normativa n. 711/2016, de maneira a permitir a celebração de acordos bilaterais entre partes signatárias de CCEARs vinculados a empreendimentos em operação comercial –</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>inclusive aquelas usinas comprometidas com repactuação do risco hidrológico –, afastada a exigência de qualquer tipo de indenização;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>da Resolução Normativa n. 693/2015, de modo a permitir aos agentes vendedores responsáveis por empreendimentos em operação comercial – inclusive aquelas usinas comprometidas com repactuação do risco hidrológico – a submissão, no MCSDEN, de oferta de redução temporária total ou parcial da energia contratada; e</i> • <i>da Resolução Normativa n. 824/2018, de modo a abolir a exigência de pagamento, pelos geradores signatários de acordos bilaterais de redução ou rescisão de CCEARs, de indenização equivalente a um ano de receita do empreendimento, proporcional ao montante reduzido, com sua reversão integral para modicidade tarifária.</i> <p><i>Subsidiariamente, caso se entenda necessário limitar o horizonte da participação desses empreendimentos em tais mecanismos, pede-se que as alterações propostas acima tenham efeitos até o final de 2022, podendo a ANEEL, então, reavaliar a necessidade de manter ou não essas alterações.</i></p> <p><i>Por fim, ainda subsidiariamente, caso se entenda que as propostas apresentadas ainda não estão aptas a serem deliberadas, <u>pede-se que seja aberta uma nova fase à presente Consulta Pública, destinada especificamente a discuti-las.</u></i></p> <hr/> <p><i>13 Despacho ANEEL n° 936/2020.</i></p> <p><i>14 Dezembro de 2018, março, junho, setembro e dezembro de 2019 e março e maio de 2020.</i></p> <p><i>15 Média do número de ofertantes ponderada pelo volume ofertado em cada produto de cada processamento do MVE.</i></p> <p><i>16 Mínimo entre o total de ofertas de compra e de venda para cada rodada do mecanismo. A soma das ofertas potenciais de cada rodada representa a oferta potencial agregada de todas as rodadas do mecanismo.</i></p> <p><i>17 Para os demandantes, assume-se que estes já participavam ativamente de negociações no ACL, portanto enfrentariam menos dificuldade nas definições dos parâmetros desejados para cada produto do mecanismo.”</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>18 Voto condutor do Despacho n. 1.279/2012. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20121279_1.pdf</p> <p>19 Nota Técnica nº 199/2017–SRM/ANEEL, de 24/11/2017</p> <p>20 Apresentação InfoPLD – junho/2020. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_655071</p> <p>21 Aprovação da revisão extraordinária da carga a partir da Programação Mensal da Operação Eletroenergética – PMO de julho de 2020.</p> <p>22 Trecho extraído da Análise de Impacto Regulatório – AIR apresentada no anexo da Nota Técnica n. 70/2016-SRM-SGG/ANEEL.</p>		
32	ABRAGEL	<p>Sugere que geradores em operação comercial possam descontratar CCEAR por meio de mecanismos alternativos.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p>“...</p> <p><i>Por outro lado, especialmente quanto às medidas para mitigar os efeitos de sobre contratual no portfólio das distribuidoras, seja via Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD de Energia Nova, ou via Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, teme-se pela sua baixa efetividade diante da situação atual do mercado de energia, que conta com redução abrupta de demanda prevista tanto para os próximos meses quanto para os próximos anos, que já totalizam 5GW médios ao ano no horizonte de 2020 a 2024, conforme revisões de carga conduzidas pelo ONS nos últimos meses¹. Associado a este cenário, houve uma redução expressiva do valor do PLD, que em abril/2020 atingiu o valor mínimo de R\$ 39,68/MWh em todos os submercados.</i></p> <p><i>Destaca-se que, nas últimas rodadas do MVE, os números mostraram a baixa efetividade das negociações. Contudo, eventuais exposições financeiras das distribuidoras no curto prazo serão cobertos pela “Conta Covid”, conforme regulamento já aprovado pela ANEEL.</i></p>	Não aceita	Ver seção III.2.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Consequentemente, mostra-se oportuno o aprimoramento do mecanismo, de modo que as distribuidoras se sintam mais seguras para fazer suas ofertas no MVE.</i></p> <p><i>A preocupação reside, então, no período após 2020, visto que os efeitos financeiros da sobrecontratação das distribuidoras tendem a ser permanentes e estruturais. Desta forma, no entender da ABRAGEL, ante o cenário excepcional da pandemia, há necessidade de se avaliar mecanismos adicionais aos propostos nesta Consulta Pública, que produzam resultados em horizonte de médio prazo (5 anos, por exemplo). Assim, recomenda-se que sejam incluídas estratégias adicionais de comercialização dos agentes para tal horizonte, em decorrência da visão de prolongamento da crise</i></p> <p><i>A ABRAGEL avalia que a estruturação de mecanismos alternativos eficazes para este horizonte, que possibilitem atratividade para os agentes de mercado, passa (i) pela descontratação optativa, consensual e temporária por empreendimentos em operação comercial com CCEARs firmados com as distribuidoras de energia; e (ii) daqueles firmados em leilões do ACR que entrarem em operação no horizonte da medida proposta (5 anos, por exemplo).</i></p> <p><i>Neste cenário, as distribuidoras poderiam reduzir seus montantes contratuais e reequilibrar seu portfólio de contratos no médio prazo, desde que em comum acordo com os geradores. Em contrapartida, os agentes de geração poderiam negociar a energia descontratada em contratos de médio prazo, desde que apresentem uma efetiva proteção a volatilidade do PLD.</i></p> <p><i>A ABRAGEL está ciente das restrições apontadas por essa Agência no que se refere aos mecanismos utilizados no passado para descontratação de empreendimentos em operação comercial (MCSDEN e REN 711/2016). Nada obstante, a Associação acredita que é possível reavaliar essas questões juntamente com os agentes de mercado, para encontrar novos mecanismos que permitam, a um só tempo, neste cenário excepcional, mitigar os efeitos financeiros negativos da sobrecontratação involuntária das distribuidoras, que invariavelmente irão impactar os consumidores finais e o setor elétrico como um todo nos próximos anos; e propiciar ferramentas de gestão dos contratos de venda de energia para os geradores que tenham interesse em aderir aos mecanismos.</i></p> <p><i>Importante ressaltar que, qualquer que seja o mecanismo a ser proposto por essa Agência ou pelos agentes de mercado, este deve obrigatoriamente observar as premissas já adotadas no âmbito dessa Consulta Pública, a saber: respeito às cláusulas contratuais dos CCEARs já firmados, mas com permissão</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>de negociação bilateral e consensual entre os agentes, desde que em conformidade com condições previamente estabelecidas por esta Agência.</i></p> <p><i>Por todo o exposto, solicitamos a abertura de uma nova Consulta Pública para discussão de possíveis soluções que viabilizem novos mecanismos de equacionamento da situação financeira das distribuidoras no horizonte de médio prazo, com o intuito de garantir a sustentabilidade dos demais agentes de mercado. Desde já agradecemos a atenção dispensada por Vossa Senhoria ao tempo em que nos colocamos à disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.</i></p> <hr/> <p><i>1 Em 27 de março de 2020, o ONS publicou a 1ª revisão quadrienal do Planejamento Anual 2020-2024, que indicou uma redução na carga anual de energia de 3,5 GWm. Posteriormente, em 01 de junho de 2020, o ONS publicou a Revisão Extraordinária de Carga com nova redução da carga anual, em torno de 1,5 GWm.“</i></p>		
33	ABSOLAR	<p>A associação solicita a criação de mecanismo de redução de contratos de energia de reserva.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p>“1.2 Descontratação de Energia de Reserva e alívio ao “caixa” das distribuidoras:</p> <p><i>Ainda destaca-se outra possibilidade a ser avaliada por esta Agência: dos geradores reduzirem contratos regulados de forma voluntária e temporária, de modo a reduzir: 1) as obrigações de pagamento por parte dos geradores (preservando seu fluxo de caixa e, conseqüentemente, beneficiando os consumidores finais); e 2) a sobrecontratação advinda dos efeitos da pandemia, reconhecida como involuntária conforme o Decreto n° 10.350/2020.</i></p> <p><i>No tocante aos CCEARs, a ANEEL recentemente deliberou acerca da viabilidade da adoção de tal encaminhamento de redução de contratos. Entende a ABSOLAR que providência semelhante poderia ser adotada em relação aos Contratos de Energia de Reserva - CER, os quais apresentam obrigações de</i></p>	Não aceita	Ver seção III.2.5.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>entrega de energia ao Sistema Elétrico e que, da mesma forma que no caso das reduções de CCEARs, trariam, com sua redução temporária, alívio de caixa para as distribuidoras e possibilidade de mitigação do porte da Conta COVID e dos custos acessórios associados.</i></p> <p><i>Considerando o atual cenário de demanda deprimida e sobreoferta de energia, a mencionada redução temporária nos montantes de reserva não necessariamente afetaria a segurança do sistema e permitiria o decréscimo do Encargo de Energia de Reserva – EER na proporção dos montantes reduzidos. Além disso, como, neste momento, os CERs têm custo maior do que a projeção do PLD, o EER devido por consumidores livres e regulados sofreria também um decréscimo, pelo fato de que a energia de reserva efetivamente gerada continuaria sendo entregue ao sistema e seria liquidada a um PLD potencialmente inferior ao preço dos CERs.</i></p> <p><i>Do lado do gerador, evitaria o cômputo, para fins de ressarcimento, da energia gerada no período de redução de contrato. Neste sentido, quando, nos próximos meses de julho, agosto e setembro de 2020, houver a apuração anual e quadrienal da entrega de energia no âmbito dos CERs e do respectivo ressarcimento, a energia contratada do período de redução não entraria no cálculo. O eventual ressarcimento - somado a percentuais de multa - devido por usinas que estão gerando abaixo dos limites se daria nos 12 meses subsequentes, enquanto a proposta descrita traz impacto imediato.</i></p> <p><i>Em vista do exposto, a ABSOLAR propõe que seja criado mecanismo de desconstrução temporária de Contratos de Energia de Reserva, tendo presente os seguintes benefícios:</i></p> <p><i>(i) Alívio no caixa das distribuidoras contribuindo para a redução do aporte de Encargos de Energia de Reserva; e</i></p> <p><i>(ii) Alívio ao resultado dos geradores que deveriam ter obrigações por ressarcimento contratual.</i></p> <p><i>...”</i></p>		
34	ABSOLAR	<p>A associação propõe que seja permitida a desconstrução de geradores em operação comercial por meio da REN 711, com a celebração de cessão de lastro de energia convencional ou convencional especial da distribuidora para o gerador, com devolução do custo do risco hidrológico ao vendedor. Sugerem também que seja permitida a desconstrução de geradores em operação comercial por meio do MCSDEN. Sugere produtos com prazos mais longos no MVE. Sugere que o repasse tarifário do MVE não deve ser baseado</p>	Parcialmente aceita.	Ver seções III.2.1 a III.2.4. O último processamento do MVE de

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>no PLD, mas no preço médio dos contratos das distribuidoras. Sugere antecipação das rodadas com multiofertas no MVE. Sugere a criação do MVE Ex-post mensal. Solicita que geradores que não tenham entrado em operação comercial possam descontratar no MCSD A0. Solicita novas rodadas de MCSD A-1.</p> <p><u>Justificativa:</u> <i>“2. Sobre as propostas de flexibilização do MCSD, da Resolução Normativa nº 711/2016 e do MVE:</i></p> <p><i>2.1 Da participação de usinas em operação comercial no MCSDEN e na descontratação bilateral pela Resolução Normativa nº 711/2016:</i> <i>A Resolução Normativa nº 711/2016, antes de ser alterada pela Resolução Normativa nº 824/2018, permitia a celebração de acordos bilaterais entre as partes signatárias de CCEAR, independente do projeto estar ou não em operação comercial. Já o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova - MCSDEN que foi estabelecido através da Resolução Normativa nº 693/2015 – alterada pela Resolução Normativa nº 727/2016, a qual também foi revista pela Resolução Normativa nº 824/2018, permitia (além da troca de energia entre as distribuidoras), a descontratação de CCEAR por parte de geradores a partir de um mecanismo centralizado, independente do projeto estar ou não em operação comercial, sendo mais um instrumento disponível às distribuidoras para gerenciar suas sobras contratuais. Nele, caso as sobras declaradas pelas distribuidoras superem os déficits, é permitida a participação dos geradores através de um leilão reverso, em que os CCEAR com preços mais elevados são descontratados primeiro, até que todas as sobras sejam suprimidas ou que todas as ofertas de descontratação sejam firmadas.</i></p> <p><i>Ambas as ferramentas representaram um avanço na regulamentação vigente, de forma a possibilitar maior gestão das distribuidoras frente a variações inesperadas da carga. Neste sentido, a ABSOLAR entende que os mecanismos acima citados, mantendo os projetos que se encontram em operação comercial, são mecanismos importantes na gestão do portfólio.</i></p> <p><i>Outra questão relativa à Resolução Normativa nº 711/2016 que merece um endereçamento adequado, em linha com as preocupações expostas pela SRM, é o tratamento a ser conferido à energia descontratada bilateralmente de empreendimentos de fontes incentivadas. A descontratação de energia destes</i></p>		2020 ocorreu em setembro.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>empreendimentos gera impactos negativos aos consumidores, uma vez que gera ônus para a CDE, no caso das fontes incentivadas, sem que parte deste risco transferido aos consumidores retorne para o vendedor. Uma forma de prevenir tais efeitos seria uma alternativa de mecanismo estritamente financeiro, uma operação de SWAP de energia, onde no momento do registro do acordo, ao invés de reduzir o montante contratado entre as partes, seria registrado um contrato de venda da distribuidora para o gerador, no exato montante a ser negociado e com mesmo preço de venda. Caso o contrato seja relativo a empreendimento de fonte incentivada, a energia deste contrato de venda seria registrada como "10", ou seja, incentivada, porém sem direito a desconto na TUSD/TUST. Esta medida, além de resolver o problema de oneração da CDE, resolve também a questão da necessidade dos vendedores solicitarem anuência aos bancos financiadores, pois os montantes originalmente contratados não são alterados. Ressaltamos que essa proposta, por se tratar apenas de um instrumento financeiro de SWAP de energia, não fere o direito previsto em lei do gerador que possui desconto de energia incentivada, uma vez que sua energia gerada (a qual lastreia esse direito do desconto) permaneceria atrelada ao seu contrato regulado, e o que ele teria direito a comercializar no mercado livre seria a energia "10" entregue pela distribuidora.</i></p> <p><i>De maneira análoga, para os contratos de empreendimentos que tenham repactuado o risco hidrológico, seria registrado um contrato de venda da distribuidora para o gerador, de igual preço e com retorno proporcional dos efeitos do risco hidrológico calculado e transferido inicialmente para as distribuidoras. Caso a SRM entenda que pode, ainda sim, haver arbitragem por parte dos geradores, alternativamente pode-se estabelecer um prazo mínimo para o registro de acordos envolvendo empreendimentos em operação comercial, como forma de desvincular a marcação de preço a um PLD conjuntural.</i></p> <p><i>A vantagem de um mecanismo como a Resolução Normativa nº 711/2016 sobre o MVE é permitir a negociação de desconstratação em qualquer momento do ano. Devido à matriz elétrica brasileira, de forte dependência hídrica, há elevada volatilidade de preços ao longo das semanas, de forma que poder negociar a energia em semanas de maior preço no mercado livre confere maior flexibilidade de desconstratação e, portanto, potencial de trazer maiores benefícios aos consumidores.</i></p> <p><i>Por outro lado, o MCSDEN, operacionalizado através de um leilão reverso, em que os contratos mais caros são os primeiros a serem desconstratados, garante o atendimento ao princípio de modicidade tarifária. Vale, ainda, destacar que o MCSDEN prioriza a troca de energia entre distribuidoras deficitárias e</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>superavitárias, sendo o gerador agente passivo neste mecanismo. Apenas nos casos em que as sobras de energia superam os déficits há a possibilidade de o gerador participar das reduções contratuais, priorizados a partir do preço de venda mais elevado.</i></p> <p><i>O MCSDEN pode trazer, como incentivos adicionais aos geradores, uma melhor gestão de penalidades de lastro advindas do CCEAR ou possibilidade de redução da quantidade vendida de energia, bem como prazos de descontração não atingidos hoje pelo MVE.</i></p> <p><i>Com a assunção da crise promovida pela pandemia de COVID-19, o cenário de sobrecontratação das distribuidoras projetado para 2020 se mostra desafiador. Portanto, a manutenção da Resolução Normativa nº 711/2016 e da Resolução Normativa nº 693/2015 para os projetos que se encontram em operação comercial se mostra importante para manter a flexibilidade da distribuidora para realizar ajustes em seu nível de contratação, frente a eventos inesperados e para eventuais ajustes da sazonalidade de sua carga.</i></p> <p><i>A exposição de motivos que culminaram na proibição de empreendimentos em operação comercial pela Resolução Normativa nº 824/2018 citou a justa preocupação dos mecanismos não permitirem possibilidade de arbitragem de preços no mercado curto prazo frente aos preços dos contratos regulados, especialmente em anos de PLD alto.</i></p> <p><i>Para se desvincular a descontração de energia em ambos os mecanismos da possibilidade de arbitragem de preços (PLD projetado x preço do CCEAR) por parte dos geradores, é possível restringir ambos os mecanismos a um prazo de descontração de 3 anos. Para os distribuidores, o prazo poderia ser concatenando com uma estratégia de declaração de demanda nula no Leilão A-4, constituindo uma redução uniforme de energia em seu horizonte de contratação futuro. A proposta evita arbitragem de preços já que abarcaria 3 anos, devido ao aumento da incerteza na projeção de PLD. Em outras palavras, a decisão do gerador é tomada com base em um nível de PLD mais estrutural, tendendo ao Preço Médio de Expansão, do que ao PLD conjuntural no horizonte de curto prazo.</i></p> <p><i>2.2 Das melhorias nos mecanismos MCSDEN e MVE</i></p> <p><i>A ABSOLAR concorda com as alterações propostas por esta agência aos mecanismos MCSDEN e MVE, tais quais:</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<ul style="list-style-type: none"> • Aumento da periodicidade do MCSDEN A-1 para duas vezes por ano (uma em junho e outra antes do Leilão de Energia Existente A-1); • Aumento da periodicidade do MVE Anual; e • Aumento do horizonte e gama dos produtos do MVE mensais para: 2 anos, 1 ano, 1 semestre, 1 trimestre e 1 mês. <p>Não obstante o benefício apresentado pela adoção de tais medidas, a ABSOLAR entende que outras melhorias e produtos adicionais poderiam ser vislumbradas aos mecanismos existentes:</p> <p>2.2.1 MVE: Com relação ao MVE, teme-se pela sua baixa efetividade diante da situação atual do mercado de energia, que conta com redução abrupta de demanda prevista, tanto para os próximos meses quanto para os próximos anos, que já totalizam 5 GW médios ao ano no horizonte de 2020 a 2024, conforme revisões de carga conduzidas pelo ONS nos últimos meses. Associado a este cenário, houve uma redução expressiva do valor do PLD, que em abril de 2020 atingiu o valor mínimo de R\$ 39,68/MWh em todos os submercados. Destaca-se que, nas últimas rodadas do MVE, os números mostram a baixa efetividade das negociações, e caso este mecanismo não tenha atratividade desejada, espera-se que os efeitos das exposições financeiras das distribuidoras no curto prazo sejam cobertos pela “Conta COVID”. No entanto, por outro lado, mostra-se oportuno o aprimoramento do mecanismo, de modo que as distribuidoras se sintam mais seguras para fazer suas ofertas no MVE.</p> <p>Portanto, há outras melhorias possíveis ao mecanismo:</p> <p>(i) Aumento da oferta de produtos futuros em todas as rodadas: outro ponto importante e que pode contribuir é a possibilidade da oferta de produtos futuros e de maior prazo em todas as rodadas. Exemplo: até final do ano A+1, A+2 ou A+3. É uma forma de desvinculação dos preços das projeções de curto prazo de PLD. Outro ponto importante a ser alterado, de forma a trazer mais liquidez e oportunidades de diminuição dos riscos, seria somente na rodada desses produtos executar a comparação do preço de venda com o preço médio dos contratos das distribuidoras. O maior risco que a sobrecontratação precisa proteger é da liquidação SPOT dada sobre PLD's baixos. Ao mesmo tempo, não faz sentido no longo prazo a distribuidora mitigar o risco do consumidor, mas assumir</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>todo o risco do PLD, eventualmente, subir em meses futuros e, especificamente nesses meses, ser onerada dessa diferença de preços no momento do reajuste tarifário. Como essa venda tem prazo maior que um ano, propõe-se que o valor de venda seja corrigido por IPCA anualmente.</i></p> <p><i>(ii) Antecipação do processamento de rodadas multiofertas, previsto para 2021, de forma a tornar o MVE mais dinâmico e compatível com as diferentes percepções de riscos do tomador de decisão, permitindo tanto a distribuidora quanto o comprador ofertar mais de um preço e volume, em todos os produtos negociados.</i></p> <p><i>(iii) Criação de “MVE Ex-Post Mensal”: este mecanismo permitiria às empresas liquidarem tanto a sobra quanto necessidade de energia já sabido o PLD, carga e geração do mês realizado.</i></p> <p>2.2.2 MCSDEN de Curto/Médio Prazos:</p> <p><i>Permitir ofertas de redução nos MCSDs A0 para geradores que ainda não tenham entrado em operação comercial. Poderiam ofertar reduções também outros geradores que tenham sofrido redução da garantia física ou estejam com a operação comercial suspensa: atualmente, os MCSDs A0 só possibilitam a participação de distribuidoras. Considerando o cenário de sobrecontratação sistêmico previsto até 2024, é de se esperar, como já se tem observado, uma eficácia mínima ou nula de troca entre distribuidoras nestes processamentos. Uma forma de elevar a eficácia destes processamentos seria permitir ofertas de redução nos MCSDs A0 para geradores em atraso.</i></p> <p><i>Permitir ofertas de redução para geradores em operação comercial em MCSDs de mais longo prazo, condicionado ao selo IO para energia descontratada de fontes incentivadas e ressarcimento de eventual risco hidrológico repactuado: poderiam ser criados produtos com término mais longo, por exemplo até o final do ano A+1, A+2 ou A+3, desde que seja condicionado à atribuição do selo IO para energia recontratada pelos geradores de fontes incentivadas e/ou ressarcimento de eventual risco hidrológico repactuado. A operacionalização desse MCSDEN poderia ser equacionada de tal forma que os contratos de longo prazo (que na maioria dos casos são dados como recebíveis aos bancos de financiamento) não precisariam ser aditivados. Essa recompra da energia seria feita de forma análoga ao MVE, porém com preço equivalente ao original do leilão, numa espécie de instrumento financeiro adicionado para permitir tanto a neutralização dos custos que não seriam mais repassados ao consumidor (risco hidrológico),</i></p>		

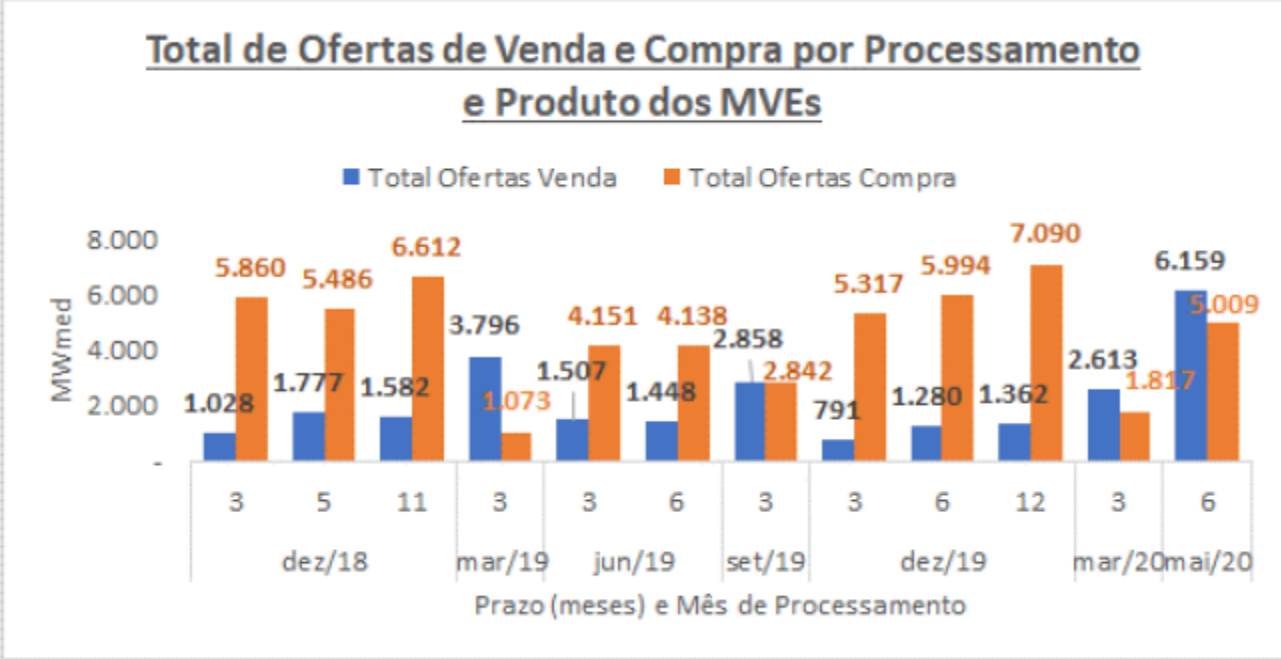
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>quanto a alteração do lastro liberado para o gerador com selo IO. Com relação à preocupação da arbitragem de preços, um prazo maior de desconstratação associado e/ou uma maior antecedência de processamento do MCSD, bem como à realização prévia do MVE poderiam garantir maior eficiência ao processo, permitindo uma maior proteção ao consumidor.</i></p> <p><i>Conforme defendido pela ANEEL, o MVE mesmo em situação de preços baixos, permite uma diminuição do prejuízo ao consumidor na venda no produto PLD + água.</i></p> <p>3. Sobre a realização de novo processo do MCSD e MVE:</p> <p><i>Para mitigar os efeitos negativos que a COVID-19 tem trazido ao setor elétrico brasileiro, decorrentes da redução da demanda de energia elétrica, a ANEEL autorizou, em caráter extraordinário, a realização do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) de Energia Nova A-1. Este processo permitiu a realocação de sobras e déficits de montantes de energia elétrica contratados no mercado regulado, por parte das distribuidoras. Adicionalmente, os casos não abarcados pelo MCSD podem usufruir do Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE). No entanto, o prazo para participar destes mecanismos foi curto, não permitindo a devida análise por parte de uma parcela das empresas interessadas. Dessa forma, a ABSOLAR propõe a realização de novos processos de MCSD e MVE, com um período mais extenso para a devida participação de todas as empresas interessadas, às quais podem beneficiar-se a longo prazo sobre estes processos e medidas.</i></p> <p><i>Esperamos que as sugestões apresentadas nesta contribuição sejam de valia para o aprimoramento da regulamentação e solução dos desafios decorrentes da pandemia de COVID-19, enfrentados atualmente pelo setor elétrico brasileiro. Por fim, a ABSOLAR parabeniza a ANEEL pela qualidade do trabalho desenvolvido e agradece aos profissionais da agência pela oportunidade em participar deste debate enriquecedor.”</i></p>		
35	AMAZON AS ENERGIA	<p>A empresa solicita que distribuidoras do Norte e Nordeste possam vender excedente no MVE para outros submercados, como sul e sudeste.</p> <p><u>Justificativa:</u></p>	Não aceita	Ver seção III.2.3.

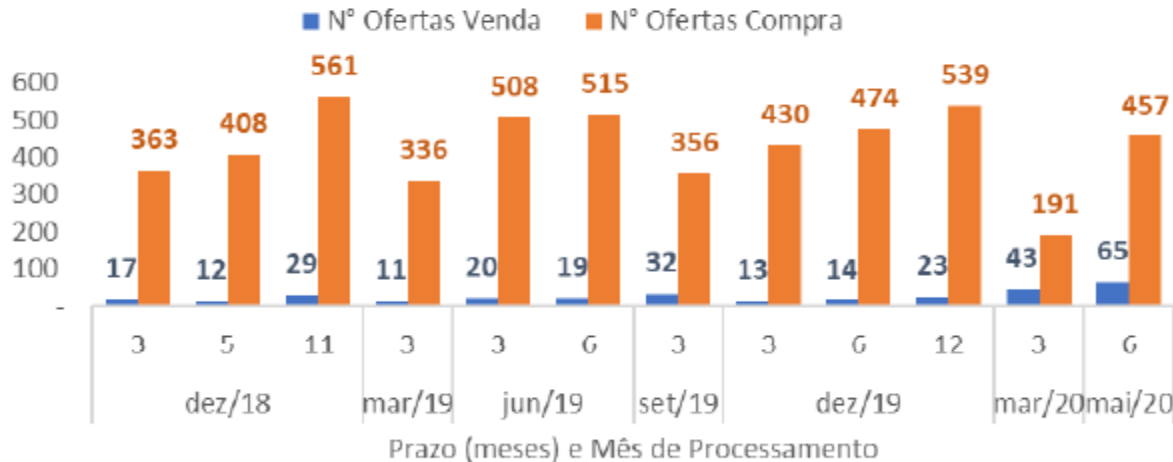
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>“INCLUSÃO <i>Art. XX. Fica autorizado as distribuidoras do Norte e Nordeste venderem energia no MVE para o mesmo submercado de compra da energia no primeiro semestre de cada ano.</i></p> <p>JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO <i>A Amazonas Energia entende que desta forma as distribuidoras do Norte e Nordeste terão uma competitividade em relação aos mercados do Sul, Sudeste e Centro-Oeste, conforme justificativa em anexo</i></p> <p>CONTRIBUIÇÃO DA CP 37 <i>Mediante o exposto na Nota Técnica 01/2020 da Aneel sobre os mecanismos de descontratação, um dos pontos que precisamos levar em consideração são as diferenças no valor do PLD em cada submercado, que tem prejudicado as estratégias de atuação para conseguir obter êxito na venda dos mecanismos de descontratação.</i> <i>O primeiro ponto a ser abordado diz respeito a um melhor equilíbrio na metodologia de calculo do PLD das regiões Norte e Nordeste em relação ao PLD do Sul, Centro-oeste e Sudeste nos primeiros 6 meses do ano. Isso ocorre devido ao período de chuvas nessas regiões que elevam os níveis dos reservatórios do Norte e Nordeste e assim deixam os preços no piso regulatório nessas regiões, o que torna qualquer negociação das distribuidoras do Norte e Nordeste muito pouco atrativas.</i> <i>Outro ponto importante é que, com a disparidade entre o PLD e o Preço Médio de compra das distribuidoras força-as em qualquer estratégia de descontratação amargarem prejuízos muito grandes aos quais poucas distribuidoras podem suportar. Há de se mencionar também, que em tempos extraordinários com o que vivemos com a Pandemia de COVID -19, mecanismos como MVE tornam-se pouco eficazes. No entanto, salienta-se que este mecanismo em tempos normais sem grandes acontecimentos, também se mostra pouco eficaz para as regiões de Norte e Nordeste no primeiro semestre de cada ano.</i> <i>No quadro a seguir ilustramos nosso ponto com a demonstração das diferenças de PLD entre os submercados do Brasil.</i></p>		

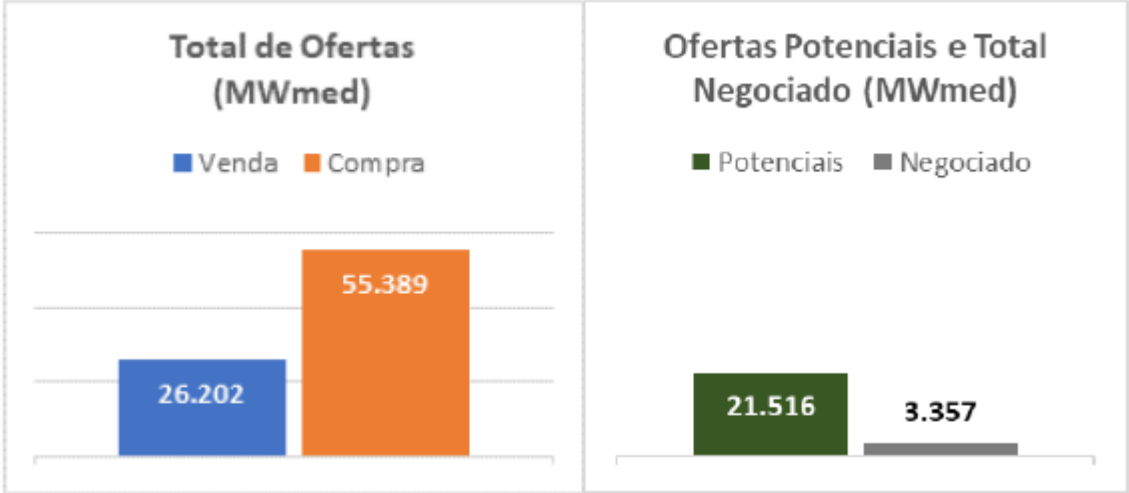
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																	
#	Entidade	Texto										Aproveitamento	Justificativa																																				
		<p style="text-align: center;">Semana 5 - Período: 25/05/2019 a 31/05/2019</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="3">Sudeste/Centro-Oeste</th> <th colspan="3">Sul</th> <th colspan="3">Nordeste</th> <th colspan="2">Norte</th> <th></th> </tr> <tr> <th>Pesada</th> <th>Media</th> <th>Leve</th> <th>Pesada</th> <th>Media</th> <th>Leve</th> <th>Pesada</th> <th>Media</th> <th>Leve</th> <th>Pesada</th> <th>Media</th> <th>Leve</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>137,39</td> <td>133,85</td> <td>118,65</td> <td>137,39</td> <td>133,85</td> <td>118,65</td> <td>42,35</td> <td>42,35</td> <td>42,35</td> <td>42,35</td> <td>42,35</td> <td>42,35</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: Tabela PLD referente mês 05/2019, site da CCEE 30/06/2020 20:03h.</p> <p><i>Portanto, nossa contribuição é no sentido de que as Distribuidoras do Norte e Nordeste possam vender energia no MVE no mesmo submercado de origem da compra dessas energias onde seriam aplicado o PLD vigente neste submercado.</i></p> <p><i>Mediante o exposto sugerimos também que a ANEEL por meio de consulta pública posterior, busque contribuições de metodologias que possam atenuar as disparidades entre regiões para que todos tenham oportunidade de lograr êxito em suas negociações, aumentando assim o nível de eficiência dos mecanismos de descontratação.”</i></p>										Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			Norte			Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	137,39	133,85	118,65	137,39	133,85	118,65	42,35	42,35	42,35	42,35	42,35	42,35		
Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			Norte																																								
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve																																						
137,39	133,85	118,65	137,39	133,85	118,65	42,35	42,35	42,35	42,35	42,35	42,35																																						
36	APINE	<p>A associação argumenta que os critérios de repasse do MVE devem ser discutidas, para tornar o mecanismo mais atrativo para as distribuidoras. Entendem que o MVE é um mecanismo de mercado eficiente e que a apuração de seus resultados para as distribuidoras não deve considerar o PLD. MVE deve ter produtos de mais longo prazo. Propõe que o MCSDEN A-1 seja realizado até o 5º dia útil do mês de junho, com divulgação de resultados até o 15º dia do mês. Propõe a criação de produtos mensais no MCSDEN, e não trimestrais como ocorre atualmente, além de produtos com 2, 3 e 4 anos. Sugere que empreendimentos em operação comercial possam participar do MCSDEN, com priorização da redução de montantes involuntários. Adicionalmente, a associação apresentou, em formato Power Point, duas propostas de mecanismo de descontratação de CCEAR de energia nova por quantidade, e de descontratação/recontratação de geração térmica.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p><i>“II. Mecanismos de Descontratação de Energia, Venda de Excedentes e Comercialização de Sobras e Déficits</i></p> <p><i>Ao longo da NT a SRM/ANEEL recordou a análise construída no âmbito da Audiência Pública nº 70 de 2017, ao fim da qual a ANEEL decidiu pela publicação da Resolução Normativa nº 824, de 2018, que</i></p>										Parcialmente aceita.	Ver seções III.2.1 a III.2.5.																																				

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>regulamentou o MVE e restringiu a redução de contratos no MCSDEN e na REN 711 a empreendimentos que não tenham unidade geradora em operação comercial.</i></p> <p><i>O entendimento da Agência era de que a descontratação de montantes atrelados à empreendimentos já em operação comercial é desinteressante para o consumidor final.</i></p> <p><i>Tais argumentos estão compilados no trecho abaixo transcrito da NT:</i></p> <p><i>Verifica-se, portanto, que à época da regulamentação do MVE, foi realizada uma ampla avaliação a respeito da possibilidade de redução contratual de geradores por meio do MCSDEN e da REN 711. As principais conclusões foram: (i) no médio e longo prazo ocorre o aumento do PMIX, pois majoritariamente ocorrem reduções de contratos baratos, de usinas incentivadas ou de usinas repactuadas (com o risco hidrológico permanecendo alocado ao consumidor); e (ii) no curto prazo, com a descontratação de usinas incentivadas e que podem repassar descontos tarifários no uso dos sistemas de distribuição e transmissão, ocorre a elevação do custo da CDE, responsável por cobrir tais descontos.</i></p> <p><i>Vejam, no entanto, que a argumentação acima, apesar de embasada em casos concretos, não é aplicável para diversas conjunturas – inclusive não procede para a situação que vivemos agora, onde está presente um elevado nível de sobrecontratação das distribuidoras aliado a um preço de curto prazo bastante retraído. Basta verificar que a descontratação de qualquer contrato do portfólio da distribuidora que reduza a sobrecontratação involuntária, a qual é atribuível aos consumidores, provocará uma redução de seus custos com energia, visto que o consumidor deixará de ratear os custos decorrentes de uma energia que não consome.</i></p> <p><u>Ineficácia dos leilões após alterações regulatórias</u></p> <p><i>A Lei nº 13.360, regulamentada pelo Decreto nº 9.143, permitiu a negociação de sobras contratuais pelas distribuidoras no Ambiente de Contratação Livre (ACL). A Resolução Normativa nº 824/2018 (“REN824”) regulamentou o Mecanismo de Venda de Excedentes (“MVE”), mecanismo centralizado, operado pela CCEE, com prazos e com produtos pré-definidos em regulamentação.</i></p> <p><i>No MVE, as distribuidoras são livres para fazer ofertas para cada produto negociado em cada processamento regulamentar, com limite de oferta total para um determinado ano calculado sobre 15%</i></p>		

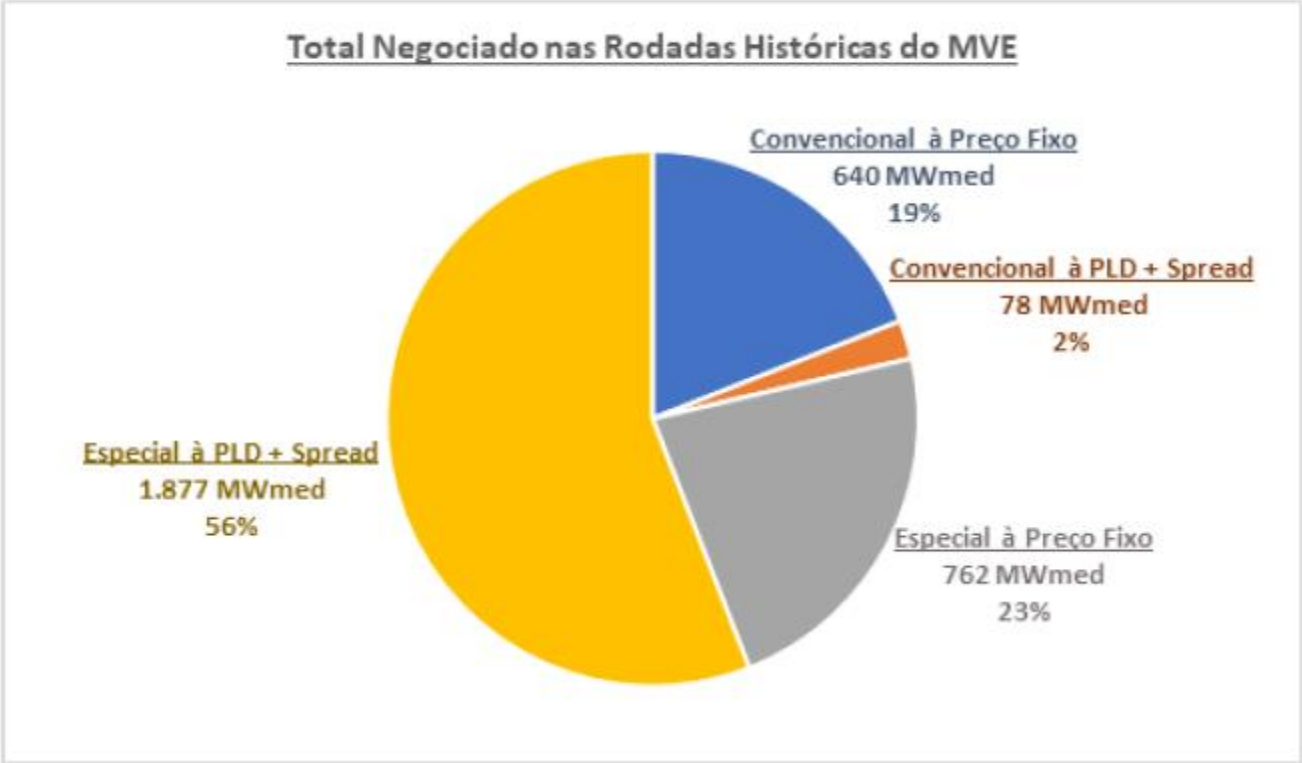
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>do seu mercado apurado nos 12 meses contabilizados anteriores ao ano de execução do mecanismo. Se os produtos forem trimestrais, esses limites são menores, mas sempre embasados no limite anual de 15%. Os produtos regulamentados do MVE limitam-se ao prazo de um ano. Excepcionalmente para 2020, o referido limite anual foi ampliado para 30%¹ em virtude dos impactos nos níveis de sobrecontratação das distribuidoras das medidas de isolamento social decretadas para mitigar o avanço da COVID-19 no país. Ainda, se a distribuidora ofertar montante de energia apurado posteriormente, em seu processo tarifário, como sobrecontratação voluntária, o resultado da negociação (lucro ou prejuízo) será de sua conta e risco, sem direito a repasse tarifário. Se a venda se der sobre montante reconhecido como sobrecontratação involuntária, o resultado positivo da operação de venda é compartilhado em igual montante (50/50%) entre a distribuidora e os consumidores, enquanto o resultado negativo deve ser recomposto integralmente pela distribuidora aos consumidores. A apuração de resultados sobre a parcela de sobrecontratação involuntária se dá pela comparação do preço de venda no MVE com o PLD verificado no período.</i></p> <p><i>Desde sua regulamentação, o MVE já foi processado em 7 oportunidades², com ampla participação de agentes do mercado. A análise de todos os processamentos do mecanismo demonstra que há bastante disposição para negociação. O volume total ofertado pelas distribuidoras em todos os produtos, considerando todos os processamentos do MVE, soma 26.202 MWmed, com uma participação média ponderada³ de 32 ofertantes por processamento. Enquanto, do lado da demanda, o total de ofertas de compra foi de 55.389 MWmed, com uma participação média ponderada de 456 demandantes por processamento.</i></p> <p><i>Das ofertas de venda e compra, 21.516 MWmed podem ser consideradas “potenciais”⁴, isto é, pares negociais poderiam ter sido formados caso houvesse preço satisfatório para a negociação. Porém, do montante total de ofertas potenciais, apenas 3.357 MWmed, ou 15,6%, foram efetivamente negociados nos processamentos já realizados, o que indica que há forte dificuldade de se encontrar um preço de equilíbrio para a negociação.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																											
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																							
		<p style="text-align: center;">Total de Ofertas de Venda e Compra por Processamento e Produto dos MVEs</p>  <p style="text-align: center;">■ Total Ofertas Venda ■ Total Ofertas Compra</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Prazo (meses) e Mês de Processamento</th> <th>Total Ofertas Venda (MWmed)</th> <th>Total Ofertas Compra (MWmed)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3 dez/18</td> <td>1.028</td> <td>5.860</td> </tr> <tr> <td>5 dez/18</td> <td>1.777</td> <td>5.486</td> </tr> <tr> <td>11 dez/18</td> <td>1.582</td> <td>6.612</td> </tr> <tr> <td>3 mar/19</td> <td>3.796</td> <td>1.073</td> </tr> <tr> <td>3 jun/19</td> <td>1.507</td> <td>4.151</td> </tr> <tr> <td>6 jun/19</td> <td>1.448</td> <td>4.138</td> </tr> <tr> <td>3 set/19</td> <td>2.858</td> <td>2.842</td> </tr> <tr> <td>3 dez/19</td> <td>791</td> <td>5.317</td> </tr> <tr> <td>6 dez/19</td> <td>1.280</td> <td>5.994</td> </tr> <tr> <td>12 dez/19</td> <td>1.362</td> <td>7.090</td> </tr> <tr> <td>3 mar/20</td> <td>2.613</td> <td>1.817</td> </tr> <tr> <td>6 mai/20</td> <td>6.159</td> <td>5.009</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Prazo (meses) e Mês de Processamento</p>	Prazo (meses) e Mês de Processamento	Total Ofertas Venda (MWmed)	Total Ofertas Compra (MWmed)	3 dez/18	1.028	5.860	5 dez/18	1.777	5.486	11 dez/18	1.582	6.612	3 mar/19	3.796	1.073	3 jun/19	1.507	4.151	6 jun/19	1.448	4.138	3 set/19	2.858	2.842	3 dez/19	791	5.317	6 dez/19	1.280	5.994	12 dez/19	1.362	7.090	3 mar/20	2.613	1.817	6 mai/20	6.159	5.009		
Prazo (meses) e Mês de Processamento	Total Ofertas Venda (MWmed)	Total Ofertas Compra (MWmed)																																									
3 dez/18	1.028	5.860																																									
5 dez/18	1.777	5.486																																									
11 dez/18	1.582	6.612																																									
3 mar/19	3.796	1.073																																									
3 jun/19	1.507	4.151																																									
6 jun/19	1.448	4.138																																									
3 set/19	2.858	2.842																																									
3 dez/19	791	5.317																																									
6 dez/19	1.280	5.994																																									
12 dez/19	1.362	7.090																																									
3 mar/20	2.613	1.817																																									
6 mai/20	6.159	5.009																																									

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																											
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																							
		<p style="text-align: center;">Quantidade de Ofertas de Venda e Compra por Processamento e Produto dos MVEs</p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th>Prazo (meses) e Mês de Processamento</th> <th>Nº Ofertas Venda</th> <th>Nº Ofertas Compra</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3 (dez/18)</td> <td>17</td> <td>363</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>12</td> <td>408</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>29</td> <td>561</td> </tr> <tr> <td>3 (mar/19)</td> <td>11</td> <td>336</td> </tr> <tr> <td>3 (jun/19)</td> <td>20</td> <td>508</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>19</td> <td>515</td> </tr> <tr> <td>3 (set/19)</td> <td>32</td> <td>356</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>13</td> <td>430</td> </tr> <tr> <td>6 (dez/19)</td> <td>14</td> <td>474</td> </tr> <tr> <td>12</td> <td>23</td> <td>539</td> </tr> <tr> <td>3 (mar/20)</td> <td>43</td> <td>191</td> </tr> <tr> <td>6 (mai/20)</td> <td>65</td> <td>457</td> </tr> </tbody> </table>	Prazo (meses) e Mês de Processamento	Nº Ofertas Venda	Nº Ofertas Compra	3 (dez/18)	17	363	5	12	408	11	29	561	3 (mar/19)	11	336	3 (jun/19)	20	508	6	19	515	3 (set/19)	32	356	3	13	430	6 (dez/19)	14	474	12	23	539	3 (mar/20)	43	191	6 (mai/20)	65	457		
Prazo (meses) e Mês de Processamento	Nº Ofertas Venda	Nº Ofertas Compra																																									
3 (dez/18)	17	363																																									
5	12	408																																									
11	29	561																																									
3 (mar/19)	11	336																																									
3 (jun/19)	20	508																																									
6	19	515																																									
3 (set/19)	32	356																																									
3	13	430																																									
6 (dez/19)	14	474																																									
12	23	539																																									
3 (mar/20)	43	191																																									
6 (mai/20)	65	457																																									

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		 <p>Essa dificuldade, de certa forma, poderia ser justificada nas rodadas iniciais do mecanismo, já que, tratando-se de novidade para as distribuidoras⁵, estas enfrentariam, em princípio, dificuldade para definir o preço de oferta, além do tempo para amadurecerem seu entendimento sobre as regras de apuração de resultado das negociações quando da oportunidade de seu processo tarifário.</p> <p>Porém, isso seria solucionado no decorrer do tempo, de forma que se refletisse em um volume maior de negociação em relação ao total de oferta potencial a cada novo processamento do mecanismo. Para que isso fosse verificado, fez-se a comparação, a cada processamento, dos resultados das negociações de produtos trimestrais via MVE (produto com maior número de registros históricos). Entretanto, o que se conclui é o contrário, houve redução do montante negociado relativamente às ofertas potenciais entre as primeiras rodadas do mecanismo e as mais recentes.</p> <p>Destaca-se a grande redução no índice de montantes negociados sobre ofertas potenciais a partir da data de abertura da Audiência Pública n° 25/2019 (“AP 25”), em junho de 2019, que discutiu a adequação do Módulo 4 do PRORET para dar tratamento tarifário aos resultados do MVE. Essa AP ainda se encontra sob análise da ANEEL.</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																												
		<div data-bbox="389 357 1621 919" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Ofertas Potenciais e Montantes Negociados no MVE Produto de 3 Meses</caption> <thead> <tr> <th>Mês da Rodada</th> <th>Potenciais (MWmed)</th> <th>Negociado (MWmed)</th> <th>Negociado/Potenciais (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>dez/18</td> <td>~1.000</td> <td>~250</td> <td>26,3%</td> </tr> <tr> <td>mar/19</td> <td>~1.000</td> <td>~480</td> <td>48,2%</td> </tr> <tr> <td>jun/19</td> <td>~1.500</td> <td>~150</td> <td>9,8%</td> </tr> <tr> <td>set/19</td> <td>~2.800</td> <td>~380</td> <td>13,7%</td> </tr> <tr> <td>dez/19</td> <td>~800</td> <td>~170</td> <td>21,1%</td> </tr> <tr> <td>mar/20</td> <td>~1.800</td> <td>~220</td> <td>12,1%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>De outro lado, importa analisar quais tipos de produto que têm sido efetivamente negociados via MVE, isto é, que tipo de energia tem sido mais negociada (convencional ou especial) e como tem se dado os preços negociados (fixos ou PLD + spread). Observa-se que as negociações de energia especial têm sido muito mais presentes do que as de energia convencional no MVE; 79% de toda a energia negociada foi do tipo especial. Além disso, observa-se que 58% do total negociado tem se dado à PLD + spread, o que indica forte aversão a risco das distribuidoras em negociar produtos à preço fixo.</p>	Mês da Rodada	Potenciais (MWmed)	Negociado (MWmed)	Negociado/Potenciais (%)	dez/18	~1.000	~250	26,3%	mar/19	~1.000	~480	48,2%	jun/19	~1.500	~150	9,8%	set/19	~2.800	~380	13,7%	dez/19	~800	~170	21,1%	mar/20	~1.800	~220	12,1%		
Mês da Rodada	Potenciais (MWmed)	Negociado (MWmed)	Negociado/Potenciais (%)																													
dez/18	~1.000	~250	26,3%																													
mar/19	~1.000	~480	48,2%																													
jun/19	~1.500	~150	9,8%																													
set/19	~2.800	~380	13,7%																													
dez/19	~800	~170	21,1%																													
mar/20	~1.800	~220	12,1%																													

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																			
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa															
		<p style="text-align: center;"><u>Total Negociado nas Rodadas Históricas do MVE</u></p>  <table border="1"> <caption>Data from Pie Chart: Total Negociado nas Rodadas Históricas do MVE</caption> <thead> <tr> <th>Category</th> <th>Value (MWmed)</th> <th>Percentage</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Especial à PLD + Spread</td> <td>1.877</td> <td>56%</td> </tr> <tr> <td>Especial à Preço Fixo</td> <td>762</td> <td>23%</td> </tr> <tr> <td>Convencional à Preço Fixo</td> <td>640</td> <td>19%</td> </tr> <tr> <td>Convencional à PLD + Spread</td> <td>78</td> <td>2%</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Na ótica dos demandantes, ressalta-se que as negociações à PLD + spread ocorrem quando há escassez ou má alocação de lastro de energia no mercado livre. Assim, estes demandantes eventualmente aceitam incorrer no risco de volatilidade do PLD e, adicionalmente, pagam prêmio, para mitigar o risco de sofrer com penalidades. Isso ocorreu notoriamente nos últimos anos no mercado de energia especial, onde a demanda esteve maior do que a oferta no ACL, enquanto havia sobras relevantes contratuais deste tipo de energia no ACR. Portanto, justifica-se as vendas majoritariamente terem ocorrido no mercado de energia especial à PLD + spread.</i></p>	Category	Value (MWmed)	Percentage	Especial à PLD + Spread	1.877	56%	Especial à Preço Fixo	762	23%	Convencional à Preço Fixo	640	19%	Convencional à PLD + Spread	78	2%		
Category	Value (MWmed)	Percentage																	
Especial à PLD + Spread	1.877	56%																	
Especial à Preço Fixo	762	23%																	
Convencional à Preço Fixo	640	19%																	
Convencional à PLD + Spread	78	2%																	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Ocorre que, como o mercado de energia especial é inferior ao mercado de energia convencional, em um momento como o atual, onde há relevante sobra generalizada de energia para as distribuidoras, entende-se que, se não houver atratividade para estas negociarem energia também no mercado convencional e/ou a preço fixo, tendo como base o resultado dos processamentos do MVE já realizados, haverá bastante dificuldade de utilizar esse mecanismo efetivamente para gestão do portfólio das distribuidoras.</i></p> <p><i>Com base no exposto, conclui-se que a proposta trazida pela Nota Técnica nº 64/2020-SRM/ANEEL (“NT64”), qual seja, a criação de produtos adicionais ao MVE e a permissão para rodadas adicionais extraordinárias do mecanismo, é bem-vinda, mas provavelmente não será suficiente para dar maior efetividade ao mecanismo. Conclui-se, assim, que, além da criação de novos produtos, as regras do MVE precisam ser primeiramente definidas além de rediscutidas, de forma a tornar o mecanismo mais atrativo para a participação das distribuidoras.</i></p> <p><i>Nessa direção, reforça-se a indefinição sobre a própria apuração dos reflexos tarifários das vendas no MVE para as distribuidoras. Conforme mencionado anteriormente, a discussão sobre a revisão do Módulo 4 do PRORET se deu no âmbito da Audiência Pública 025/2019, sem sua conclusão até então. É importante que haja definição desse processo para que as distribuidoras se sintam mais seguras para fazer suas ofertas no MVE.</i></p> <p><i>Adicionalmente, sabendo-se que o MVE se trata de mecanismo centralizado, com ampla possibilidade de participação dos agentes de mercado e com regras bem definidas, é razoável admitir que qualquer negociação através do mecanismo pode ser considerada eficiente no sentido de refletir as melhores condições de mercado naquele momento. Isso fica ainda mais evidente quando se considera que o preço final de todos os contratos negociados no MVE não são necessariamente aqueles ofertados individualmente pela distribuidora, mas o preço de equilíbrio do mecanismo.</i></p> <p><i>Sendo assim, entende-se como dispensável a apuração do resultado de cada operação no MVE com base no PLD que se verificar posteriormente à sua realização, já que, como destacado anteriormente, o preço de cada negociação no MVE pode ser considerado eficiente, além de que, um dos objetivos principais das negociações de energia, inclusive pelas distribuidoras, não é de se obter ganhos frente à liquidação no mercado de curto prazo, mas sim proteger o portfólio das variações do PLD.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Ainda no sentido de se aprimorar o MVE, propõe-se que o mecanismo preveja produtos de prazos mais alongados, com duração de 3 a 5 anos, por exemplo. Estes produtos são essenciais para evitar que a conjuntura de preços de curto prazo torne inviável as negociações no mecanismo. Em produtos de prazos mais alongados, os preços tendem a refletir melhor as condições estruturais do mercado, o que traria possibilidades mais abrangentes para a gestão do portfólio para as distribuidoras, ao encontro do que se pretende na presente CP.</i></p> <p><i>Para tanto, ressalta-se novamente a necessidade de fortalecer as regras do MVE para garantir maior adesão das distribuidoras a produtos a preço fixo. Isso porque as negociações à PLD + spread ficam prejudicadas para produtos de prazos mais longos, já que, quanto maior o prazo de negociação, maior é a aversão ao risco dos agentes de mercado às variações do PLD. Aliás, este é o objetivo principal das contratações de médio e longo prazo, prover estabilidade financeira ao fluxo de caixa dos agentes.</i></p> <p><u>Prazo para realização e criação de novos produtos no MCSD EN</u></p> <p><i>Conforme proposto na NT, a ANEEL sugere a inclusão por definitivo de dois processamentos do MCSD EN, em junho e dezembro de cada ano.</i></p> <p><i>De modo a permitir melhor previsibilidade aos geradores em atraso, submetidos à Resolução Normativa nº 595/2013, a APINE propõe que o primeiro MCSD EN seja realizado até o 5º dia útil do mês de junho e disponibilização dos resultados até o 15º dia do mês.</i></p> <p><i>Ademais, a APINE propõe a evolução dos produtos oferecidos no âmbito do mecanismo:</i></p> <p><i>(i) Alteração de produtos trimestrais para mensais: gerador poderá ofertar de 1 a 12 meses, de janeiro a dezembro, compatibilizando com o real cronograma de obras</i></p> <p><i>(ii) Criação de produtos para anos subsequentes: a exemplo da contribuição da APINE no âmbito da Audiência Pública nº 039/2017, sugere-se que seja permitido que as distribuidoras possam ofertar sobras plurianuais para 12, 24, 36 e 48 meses, sendo permitido aos geradores ofertarem reduções temporárias totais ou parciais dos montantes respectivos</i></p> <p><i>Destaca-se que a criação de novos produtos confere maior flexibilidade e previsibilidade aos envolvidos (geradores e distribuidoras), traduzindo-se em maior eficácia e efetividade ao mecanismo.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>Necessidade de reincorporação de empreendimentos existentes no MCSD</u> <i>Não obstante ao dito acima, é necessário avaliar que a desconstratação somente de empreendimentos em construção não será capaz de atender as necessidades das distribuidoras. Assim a Agência poderia avaliar uma proposta alternativa que preserve as regras existentes, mas que flexibilize a possibilidade de que empreendimentos já em operação comercial também possam contribuir para a redução da sobrecontratação das distribuidoras. Sugere-se que, após a realização do último MCSD-EN A-1 do ano, em dezembro, seja criada uma etapa subsequente que permita a desconstratação, para o próximo ano, de empreendimentos existentes.</i></p> <p><u>Necessidade de liberar a redução da sobrecontratação involuntária pelas distribuidoras</u> <i>A APINE entende como adequado que seja permitido às distribuidoras desconstratar seus montantes de sobrecontratação desde que haja neutralidade ou benefício tarifário, independentemente de envolver empreendimentos em operação comercial ou ainda em implantação. Para tal, façamos um exercício considerando uma distribuidora que, apesar de já estar sobrecontratada antes da crise, em decorrência da redução da carga durante a pandemia teve elevação em seu nível de contratação. Os montantes de sobrecontratação pós crise podem ser divididos em três categorias: (i) sobrecontratação involuntária aquela decorrente de fatores alheios à gestão da distribuidora, como a migração de consumidores para ACL, bem como da redução de demanda devido a pandemia; (ii) sobrecontratação voluntária repassável – aquela que já existia anteriormente a pandemia e encontra-se dentro do limite regulatório de repasse de 105% e, portanto, passível de repasse às tarifas; e (iii) sobrecontratação voluntária não repassável – aquela que já existia anteriormente a pandemia e extrapola o limite regulatório de repasse de 105% e, portanto, de responsabilidade da distribuidora. Neste ponto é importante destacarmos que o mecanismo aqui proposto busca uma solução conjuntural para a situação excepcional de sobrecontratação decorrente da pandemia. Portanto, é importante ter clareza que as expectativas de PLD são baixas, tendendo a ficar próximas do piso regulatório. Tal que a liquidação de sobrecontratações no MCP provavelmente trará prejuízos severos as distribuidoras e consumidores.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Dito isso, entendemos como adequada a possibilidade de que seja feita a redução dos montantes de sobrecontratação, prioritariamente aqueles identificados como involuntários, item (i) acima, através dos mecanismos existentes, após adoção dos ajustes regulatórios propostos no início dessa seção.</i></p> <p><i>Esse entendimento é conclusão direta, dos fatos acima expostos, senão vejamos: em cenários de PLD baixos, inferiores ao Pmix das distribuidoras, a liquidação dos montantes de sobrecontratação no MCP não produz receita suficiente para a cobertura dos custos contratuais. Desta forma, distribuidora e consumidores absorvem um Resultado Líquido (RL) negativo. A equação abaixo representa o dito acima:</i></p> $RL_{\text{Sobrecontratação}} = (PLD - \text{Preço Contratual}) \times \text{Montante Sobrecontratado}$ <p><i>Adicionalmente, é primordial que nestes mecanismos qualquer descontração ou redução realizada pela distribuidora alivie primeiramente os montantes de sobrecontratação involuntária. Após liquidada a situação involuntária de exposição é que poderiam ser aliviadas as exposições voluntárias da distribuidora, ou seja, aquelas existentes antes da crise.</i></p> <p><i>Desta forma, sempre que o PLD estiver abaixo dos preços contratuais, as reduções de montantes de energia contratada irão incorrer em reduções no preço de energia percebido pela base pagadora. O dito acima pode ser visualizado na equação a seguir:</i></p> $PE = \frac{(\text{Compromissos Contratuais Repassáveis} - \text{Receita MCP Repassável})}{\text{Demanda de Energia}}$ <p><i>onde:</i></p> <p><i>PE = Preço de Energia percebido pela base pagadora, em reais por MWh</i></p> <p><i>Compromissos Contratuais Repassáveis: Representa o custo com contratos envolvendo os montantes de energia até o limite de 105% da demanda de energia, e os custos com os montantes de sobrecontratação involuntária, em reais.</i></p> <p><i>Receita MCP Repassável: Representa a receita auferida no MCP na liquidação dos montantes de sobrecontratação até o limite de 105% da demanda de energia, em reais.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Vale destacar que a ANEEL já reconheceu que dentre os efeitos da Pandemia está inclusa a elevação do preço de energia percebido pelo consumidor no âmbito da regulamentação da Conta Covid. Nesta esteira, não há que se falar em comparação com o cenário pré-crise e, sim, analisarmos que não endereçar o problema da sobrecontratação involuntária imputa sobre os consumidores custos excessivos. Assim, reduzir a exposição dos consumidores ao MCP, através da referida redução de sobrecontratação, alivia os impactos tarifários perversos esperados.</i></p> <p><i>Portanto, resta claro, que na conjuntura instaurada no Setor Elétrico devido à pandemia do Covid-19, com sobrecontratações extremas e generalizadas nas concessões de distribuição, são necessárias flexibilizações e ampliações dos mecanismos vigentes de desconstratação.</i></p> <p><i>Pelo exposto acima, defendemos a implementação de mecanismo de desconstratação, com adoção dos ajustes aqui propostos, conforme os moldes acima expostos, estendendo-se para empreendimentos existentes, assegurando benefício ou neutralidade tarifária ao consumidor e trazendo discricionariedade a distribuidora em gerir sua sobrecontratação, priorizando os montantes involuntários.</i></p> <p>III. Conclusão</p> <p><i>A APINE acredita que o cenário trazido pela pandemia do Covid-19 ao Setor Elétrico exige racionalidade e temperança, não somente dos agentes setoriais, mas como também do regulador, ao encontro de ações que já vem sendo adotadas por esta Agência. De forma que, posicionamentos restritivos e irretratáveis não se mostram cabíveis ao referido cenário.</i></p> <p><i>Perante o exposto, defendemos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• A implementação do mecanismo de diferimento de receita dos CCEAR denominado Mecanismo Centralizado com Múltiplos Vendedores, nos moldes apresentados na NT pela SRM/ANEEL.</i> <i>• Que de forma voluntária, os geradores cotistas licitados com fulcro no artigo 8º da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, possam diferir a parcela de GAG e de RBO de suas receitas contratuais ao participar do mecanismo de diferimento de receitas previsto no item I desta conclusão.</i> <i>• A implementação de mecanismo de desconstratação ou redução contratual, para empreendimentos existentes ou em implantação, com priorização dos montantes de sobrecontratação involuntária, nos moldes apresentados na seção III deste documento.</i> 		

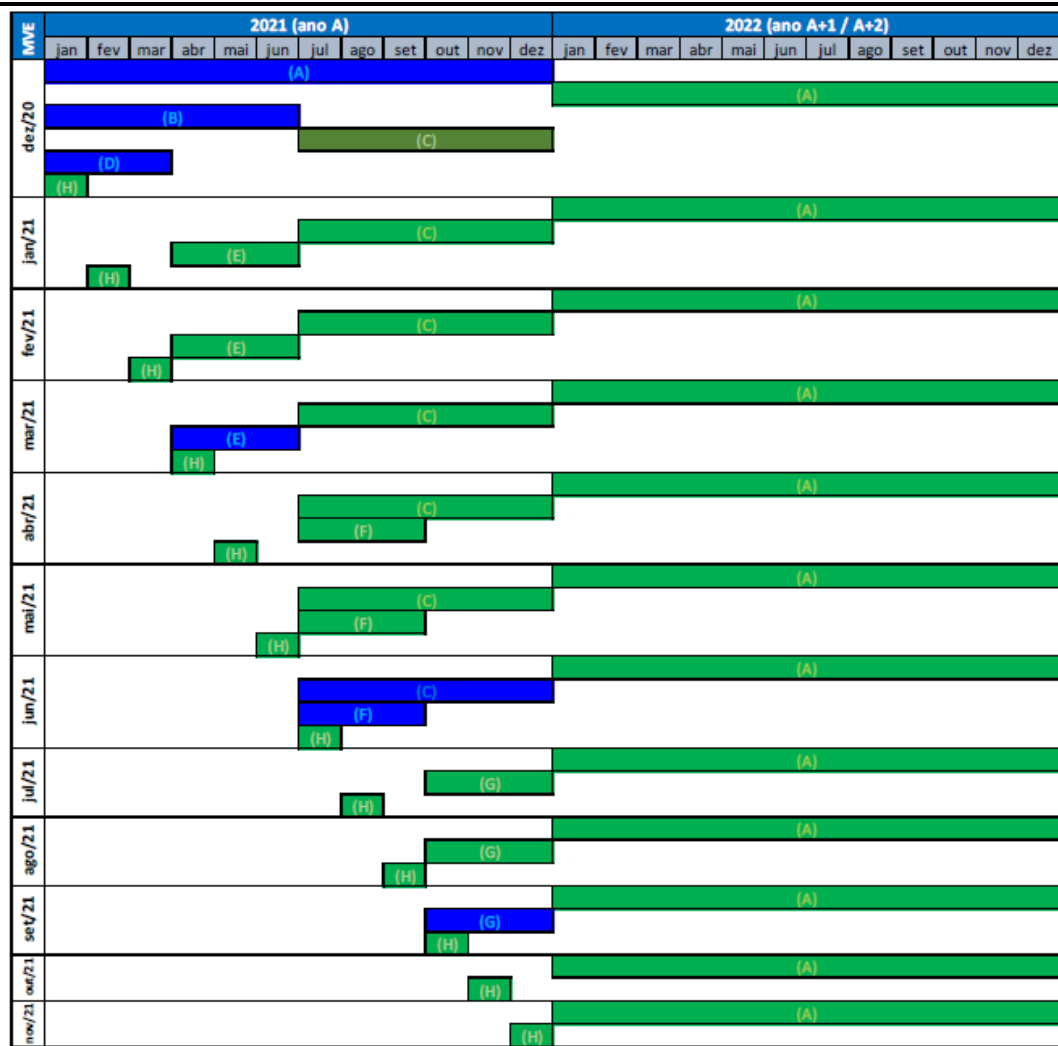
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>• <i>A consideração das duas propostas adicionais apresentadas pela Apine que permitem a mitigação da sobrecontratação involuntária das Distribuidoras, detalhadas no Anexo I.</i></p> <p><i>Certos de contribuir para desenvolvimento da regulação setorial e a superação da presente crise a APINE reforça seus votos de apreço à esta Douta Agência.</i></p> <hr/> <p><i>1 Despacho ANEEL n° 936/2020.</i> <i>2 Dezembro de 2018, março, junho, setembro e dezembro de 2019 e março e maio de 2020.</i> <i>3 Média do número de ofertantes ponderada pelo volume ofertado em cada produto de cada processamento do MVE.</i> <i>4 Mínimo entre o total de ofertas de compra e de venda para cada rodada do mecanismo. A soma das ofertas potenciais de cada rodada representa a oferta potencial agregada de todas as rodadas do mecanismo.”</i></p> <p><i>[Apresentação em Power Point disponível no link: https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=B7WcrmsH&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopub]</i></p>		
37	BROOKFIELD	<p>A empresa entende que os mecanismos de descontração devem contemplar alternativas para participação de empreendimentos em operação comercial.</p> <p><u>Justificativa:</u> “... A segunda proposta em análise trata do Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE. Tal mecanismo, apesar de ser conhecido pelos agentes de mercado e já estar implementado a razoável tempo, apresenta baixa atratividade em períodos de excedente de energia e preços baixos, como o atual. Tal</p>	Não aceita	Ver seção III.2.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																													
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																									
		<p><i>comportamento é ilustrado na Tabela 2 da Nota Técnica 64, que apresenta o resultado da 2ª rodada do MVE ocorrida em 24 de abril/20, durante a ocorrência da pandemia de COVID-19:</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Produtos de 3 Meses (abr a jun – 2184 horas)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Nº de Ofertas Recebidas</th> <th>Total Ofertado (MWmed)</th> <th>Nº de Ofertas Atendidas</th> <th>Total Negociado (MWmed)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Venda</td> <td>43</td> <td>2613,1</td> <td>3</td> <td rowspan="2">219,9</td> </tr> <tr> <td>Compra</td> <td>191</td> <td>1816,9</td> <td>23</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Tabela 1 - Resultado da 2ª rodada do MVE (Fonte: CCEE)</i></p> <p><i>Observa-se que apenas 219,9 MWmédios foram negociados, o que representa um volume reduzido em relação ao total ofertado (8,4% da venda e 12,1% da compra). Esta mesma tendência é observada na rodada do MVE realizada nos dias 22 e 23/jun/20, conforme ilustra a tabela abaixo.</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Produtos de 3 Meses (jul a set – 2208 horas)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Nº de Ofertas Recebidas</th> <th>Total Ofertado (MWmed)</th> <th>Nº de Ofertas Atendidas</th> <th>Total Negociado (MWmed)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Venda</td> <td>55</td> <td>7.839,5</td> <td>-</td> <td rowspan="2">-</td> </tr> <tr> <td>Compra</td> <td>200</td> <td>1.876,6</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Produtos de 6 Meses (jul a dez – 4416 horas)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Nº de Ofertas Recebidas</th> <th>Total Ofertado (MWmed)</th> <th>Nº de Ofertas Atendidas</th> <th>Total Negociado (MWmed)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Venda</td> <td>59</td> <td>6.966</td> <td>3</td> <td rowspan="2">39,7</td> </tr> <tr> <td>Compra</td> <td>268</td> <td>2.152</td> <td>9</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Tabela 2 - Rodada do MVE realizada em Junho/20 (Fonte: CCEE)</i></p>	Produtos de 3 Meses (abr a jun – 2184 horas)						Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)	Venda	43	2613,1	3	219,9	Compra	191	1816,9	23	Produtos de 3 Meses (jul a set – 2208 horas)						Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)	Venda	55	7.839,5	-	-	Compra	200	1.876,6	-	Produtos de 6 Meses (jul a dez – 4416 horas)						Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)	Venda	59	6.966	3	39,7	Compra	268	2.152	9		
Produtos de 3 Meses (abr a jun – 2184 horas)																																																													
	Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)																																																									
Venda	43	2613,1	3	219,9																																																									
Compra	191	1816,9	23																																																										
Produtos de 3 Meses (jul a set – 2208 horas)																																																													
	Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)																																																									
Venda	55	7.839,5	-	-																																																									
Compra	200	1.876,6	-																																																										
Produtos de 6 Meses (jul a dez – 4416 horas)																																																													
	Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)																																																									
Venda	59	6.966	3	39,7																																																									
Compra	268	2.152	9																																																										

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Estima-se que esta baixa atratividade ocorra porque a maioria das ofertas negociadas no MVE são vinculadas ao produto PLD + spread, que confere maior segurança de repasse tarifário para as distribuidoras de energia nos termos da REN 824/2018. Por outro lado, o produto PLD + spread não é atrativo para os demais agentes do mercado, visto que este produto não permite proteção às variações do PLD, sendo usualmente utilizado apenas para cobertura de lastro contratual. Como resultado, verifica-se o baixo índice de negociação das rodadas do MVE.</i></p> <p><i>O terceiro mecanismo avaliado é a descontração de energia firmada em CCEARs por meio de rodadas de MCSD de Energia Nova e por acordos bilaterais, nos termos da REN 711/2016. Tal mecanismo possui relevante atratividade para os agentes de mercado, visto que permite disponibilizar volumes de energia a serem livremente negociados no ACL. No entanto, ao permitir que a participação neste mecanismo seja restrita a agentes de geração que ainda não iniciaram sua operação comercial, cujo interessante seria restrito a mitigação dos efeitos da exposição financeira devido a atrasos em sua operação comercial, reduz-se consideravelmente o universo de agentes participantes e o volume de transações permitidas.</i></p> <p><i>Em face das observações apresentadas, entende-se que a desejada mitigação das perdas financeiras observadas pelas distribuidoras encontra-se prejudicada. Neste sentido, a Brookfield avalia ser necessário retomar a discussão sobre mecanismos alternativos de gestão contratual pelas distribuidoras, que possam produzir efeitos de médio e longo prazos, mas sem necessariamente abandonar as alternativas já apresentadas por esta Agência.</i></p> <p>3. Contribuição Brookfield</p> <p><i>A Brookfield Energia Renovável avalia que a estruturação de mecanismos eficazes para gestão dos contratos de energia das distribuidoras em horizontes de médio e longo prazo, que ao mesmo tempo propiciem atratividade para os demais agentes de mercado, deve contemplar alternativas de descontração temporária ou permanente dos CCEARs firmados por empreendimentos em operação comercial. Neste cenário, a redução dos montantes contratuais permite o reequilíbrio do portfólio de contratos das distribuidoras, ao mesmo tempo em que permite que agentes de geração busquem oportunidades para rentabilizar sua energia descontratada em contratos de médio e longo prazos, menos sujeitos a influência de curto prazo do PLD.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>A Brookfield Energia Renovável está ciente das restrições e desafios apontados por esta Agência no que se refere aos mecanismos já empregados no passado para desconstrução de empreendimentos em operação comercial (MCSDEN e REN 711/2016), mas avalia que seja possível avaliar novas propostas junto aos agentes de mercado, em prol do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia no longo prazo. Importante ressaltar que qualquer que seja o mecanismo a ser proposto por esta Agência ou pelos agentes de mercado, este deve observar as premissas já adotadas por esta Agência nesta Consulta Pública, a saber: respeito às cláusulas contratuais dos CCEARs já firmados, flexibilização para negociações bilaterais que não impactem negativamente os demais agentes e conformidade com diretrizes previamente estabelecidas por esta Agência.</i></p> <p><i>Um aspecto que deve ser observado também é o direito de repasse dos custos decorrentes de exposições involuntárias observadas pelas distribuidoras de energia para os consumidores finais em decorrência dos efeitos da pandemia da COVID-19, conforme disposto no Decreto nº 5.163/2004, alterado pelo Decreto 10.350/2020. Neste cenário, grande parte da redução de carga estimada pelo ONS se reverterá em sobrecontratação das distribuidoras e, por conseguinte, repasse de custos para a tarifa dos consumidores. Esse cenário torna ainda mais desejável a avaliação de mecanismos que possam mitigar as exposições involuntárias das distribuidoras de forma eficiente.</i></p> <p><i>Diante dos argumentos apresentados, que ultrapassam o escopo desta Consulta Pública, sugere-se que seja aberta uma 2ª fase desta Consulta Pública ou nova Consulta Pública para discussão de propostas com os demais agentes de mercado.”</i></p>		
38	CCEE	<p>A CCEE pondera que deve ser avaliada a sobreposição de vários produtos, com a concorrência de processamentos com o mesmo objetivo, conjuntamente com os produtos do MCSD. Além disso a CCEE destaca a seguinte alteração a ser realizada no inciso VII do art. 4º da REN 824/2018, de forma a compatibilizá-la com outras alterações para o MVE já previstas:</p> <p><i>“VII - O preço a ser praticado em todos os contratos para o período da venda será o preço de equilíbrio do Mecanismo, dado por submercado e por tipo de energia para todos os produtos negociados em mecanismos executados até novembro de 2020. Posteriormente, a partir do MVE realizado em dezembro de 2020, será adotado o preço discriminatório, de acordo com as ofertas dos compradores.”</i></p>	Parcialmente aceita	Ver seção III.2.2.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>Justificativa:</u></p> <p>“... Item III.2 – FLEXIBILIZAÇÃO DO MCSD, DA RESOLUÇÃO NORMATIVA 711/2016 E DO MVE A NT 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020, propõe uma quantidade maior de processamentos do MVE, o que demanda aprimoramentos nas Regras e Procedimentos de Comercialização. É importante destacar que, a proposta de alteração da REN 824/18, conforme consta no parágrafo 140 da NT 64/2020 – SRM/ANEEL, implica em diversos processamentos adicionais do MVE, conforme mostra o gráfico a seguir:</p>		



■ Produtos existentes

■ Produtos novos

Para facilitar a leitura do gráfico acima, foram atribuídas letras aos produtos, o que permite uma maior clareza de quantas vezes cada produto terá que ser processado:

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>A) 13 ofertas do produto 12 meses (1 existente e 12 novos)</p> <p>(B) 1 oferta do produto 6 meses 1º sem. (1 existente)</p> <p>(C) 7 ofertas do produto 6 meses 2º sem. (1 existente, 1 já previsto e 5 novos)</p> <p>(D) 1 oferta do produto 3 meses 1º trim. (1 existente)</p> <p>(E) 3 ofertas do produto 3 meses 2º trim. (1 existente e 2 novos)</p> <p>(F) 3 ofertas do produto 3 meses 3º trim. (1 existente e 2 novos)</p> <p>(G) 3 ofertas do produto 3 meses 4º trim. (1 existente e 2 novos)</p> <p>(H) 12 ofertas do produto mensal (12 novos)</p> <p>Diante da análise do gráfico acima, percebe-se, claramente, a sobreposição de vários produtos, sendo que alguns serão processados mais vezes do que outros. A CCEE entende que deverá ser realizada uma análise da disposição desses produtos ao longo do ano, de forma a ser avaliada a participação dos agentes, assim como a concorrência das datas dos processamentos com o mesmo objetivo. Esta análise deve ser realizada conjuntamente com os produtos de MCS D.</p> <p>De acordo com o parágrafo 144 da referida Nota Técnica, exclusivamente quanto à proposta de processamento mensal do MVE, em virtude da complexidade operacional envolvida, essa Agência estabeleceu que o mesmo terá vigência a partir do aprimoramento dos sistemas da CCEE.</p> <p>Ressalta-se que, exceto pelo aumento do esforço operacional, o processamento dos novos produtos não demandaria aprimoramento sistêmico para a CCEE, desde que, assim como descrito na NT 64/2020 (parágrafo 133), o limite de venda seja o mesmo limite global calculado para o ano de 2020, à época da operacionalização do MVE do final de 2019, para ambos os tipos de energia.</p> <p>No caso do limite para a realização do MVE A-1 ser diferente do limite definido para os processamentos realizados no ano A, a CCEE deverá adaptar seus sistemas, e assim, realizar estimativa detalhada de esforço operacional.</p> <p>Em relação aos demais processamentos, a CCEE encontra-se apta a processá-los, não sendo necessária adequação operacional.</p> <p>No entanto, a análise dos impactos das janelas operacionais, ou seja, as consequências de processamentos seguidos nas liquidações, ainda carece de maior detalhamento e nível de profundidade.</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>ANEXO I</p> <p><i>No que se refere ao ANEXO I, que traz a minuta de Resolução Normativa, especificamente às alterações propostas para a REN 824/18, quanto ao inciso VII do artigo 4º, visando já adequar a Resolução às novas regras de comercialização que estarão vigentes em 2021, sugerimos a seguinte alteração:</i></p> <p><i>De: VII - O preço a ser praticado em todos os contratos para o período da venda será o preço de equilíbrio do Mecanismo, dado por submercado e por tipo de energia.</i></p> <p><i>Para: VII - O preço a ser praticado em todos os contratos para o período da venda será o preço de equilíbrio do Mecanismo, dado por submercado e por tipo de energia para todos os produtos negociados em mecanismos executados até novembro de 2020. Posteriormente, a partir do MVE realizado em dezembro de 2020, será adotado o preço discriminatório, de acordo com as ofertas dos compradores.”</i></p>		
39	CEB	<p>A empresa argumenta que a regra de repasse tarifário do MVE deve ser definida. Sugere que o preço de venda do MVE seja comparado com o preço médio de compra de energia da distribuidora, independente de se tratar de sobra voluntária ou involuntária. Sugere a participação de geradores que não estão em operação comercial no MCSDEN A-0. Sugere que deve ser permitida a participação de geradores em operação comercial em MCSDEN excepcionais a serem realizados em 2020 com vigência mais longa, de 2021 a 2023. Sugere a desconstrução de geradores em operação comercial (REN 711) por meio de revenda de lastro convencional ou convencional especial, com o estabelecimento de componente financeiro, conforme redação original da REN 711.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p>“...</p> <p>2. Aprimoramento dos Mecanismos existentes diante do cenário atual</p> <p>2.1 Mecanismo de Vendas de Excedentes (MVE)</p> <p><i>Inicialmente, destacamos a potencialidade do MVE para buscar um maior equilíbrio contratual entre os dois ambientes de contratação (ACR e ACL) em cenários econômicos e energéticos mais favoráveis,</i></p>	Não aceita	Ver seções III.2.1 a III.2.4.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>reconhecendo as ações recorrentes e acertadas da ANEEL para ampliar, ainda mais, as oportunidades de venda da energia excedente das distribuidoras por meio desse mecanismo.</i></p> <p><i>A criação de novos produtos proposta pela Agência é adequada, porém, é importante também que os riscos associados ao tratamento do resultado do mecanismo nos processos tarifários sejam, ao menos, claramente identificados pelas distribuidoras, visando tornar efetiva a utilização do MVE como mecanismo de gestão contratual das distribuidoras.</i></p> <p><i>Adicionalmente, para produtos de 6 ou 12 meses, ou ainda dos produtos que serão processados em anos anteriores ao de início da vigência, a incerteza quanto ao PLD do período da venda é muito grande, fato que pode contribuir para diminuição do sucesso do mecanismo. Há incertezas sobre a classificação das sobras das distribuidoras como voluntárias ou involuntárias, pois a atual redação da REN 824/2018, cuja regulamentação do repasse tarifário ainda não se encontra concluída. Há diferentes custos de oportunidade para cada uma dessas parcelas: o PLD para as sobras involuntárias e seu preço médio de compra de energia – Pmix para as sobras voluntárias.</i></p> <p><i>Sendo assim, apoiamos a proposta da ABRADEE de que o preço das operações do MVE seja comparado com o preço de compra de energia – Pmix das distribuidoras, independentemente se for vendido sobras voluntárias ou involuntárias, principalmente para produtos semestrais e anuais (de média e longa duração).</i></p> <p>2.2 MCSD de Energia Nova</p> <p><i>Considerando a provável ausência de déficits de distribuidoras, entendemos que seja necessária a ampliação da possibilidade de participação de geradores para potencializar a efetividade do MCSD Energia Nova nesse período da pandemia.</i></p> <p><i>Deste modo, sugerimos que seja permitida oferta de redução de geradores cujo empreendimentos ainda não se encontram em operação também nos MCSDEN A-0, a exemplo do que ocorre nos mecanismos A-1, permitindo assim que os processamentos intra-anuais apresentem chance de atendimentos às sobras, sem oferecer efeitos colaterais aos consumidores.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Também sugerimos a criação de produtos excepcionais nos quais seria permitida a participação de geradores em operação comercial, com início no ano de 2020 e, para viabilizar interesse dos geradores em participar do mecanismo, vigência mais longa, de 2021 a 2023.</i></p> <p><i>Em um horizonte de cessão mais longo seria possível aos geradores em operação comercial vislumbrar atratividade nos mecanismos, observando os valores esperados do preço de mercado no ACL no longo prazo, mais atrativos do que os preços atualmente esperados no curto prazo.</i></p> <p><i>Tais produtos seriam excepcionais, negociados somente enquanto perdurarem os efeitos da pandemia e consistiriam na cessão de lastro convencional ou IO das distribuidoras para geradores em operação comercial, caso existam sobras remanescentes após o processamento dos mecanismos entre as distribuidoras, conforme detalhado na contribuição da ABRADDEE.</i></p> <p>2.3 Acordos Bilaterais (REN 711/2016)</p> <p><i>De maneira similar ao tópico anterior, entendemos que seja necessária a ampliação da possibilidade de participação de geradores nos Acordos Bilaterais para mitigar os efeitos desse período da pandemia, buscando, ao mesmo tempo, solucionar as preocupações da ANEEL em relação a eventual assimetria de risco que possa existir entre as partes desse mecanismo.</i></p> <p><i>Dessa forma, concordamos com a proposta da ABRADDEE de uma nova modalidade de acordo bilateral com a participação de geradores em operação comercial, ao mesmo tempo em que se neutraliza os efeitos negativos para o consumidor final.</i></p> <p><i>Nessa modalidade, não haverá uma descontração, mas uma “revenda” de energia da distribuidora ao gerador em operação comercial interessado em realizar o acordo, ao preço do contrato, conforme detalhado na contribuição da Associação. O montante do acordo deve ser limitado ao total contratado com o gerador, e a venda seria de lastro convencional ou IO, para evitar os efeitos negativos à CDE mencionados anteriormente pela ANEEL, de maneira similar ao que já ocorre no MVE.</i></p> <p><i>Adicionalmente, no âmbito desta proposta, entende-se pertinente que seja instituído novamente o componente financeiro, com o objetivo de resguardar o consumidor de efeitos no Pmix.”</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
40	COPEL	<p>A empresa avalia pode ser interessante reduzir alguns contratos de usinas com baixa performance para alguns leilões específicos, cujo ressarcimento não prevê adicional à receita fixa unitária, e que tenham tido sua garantia física reduzida pela Portaria MME nº 416/2015.</p> <p><u>Justificativa:</u> "... 2.2. MCSD ENERGIA NOVA PARA USINAS COM BAIXA PERFORMANCE <i>Especificamente no caso dos CCEARs vinculados a usinas com baixa performance, a NT 64/2020 em seu parágrafo 125 apresentou a possibilidade de avaliação da redução contratual pela ANEEL mediante provação aos agentes geradores interessados para apresentação dos os cálculos que comprovem a vantagem econômica aos consumidores cativos.</i> <i>Na argumentação discorrida entre os parágrafos entre 101 e 106, são abordados os efeitos benéficos para o gerador, através da redução dos ressarcimentos e penalidades associadas, e a necessidade de cálculo do benefício para o consumidor considerando-se o preço do CCEAR, prazo e montantes reduzidos, estimativa de PLD e comparativos de custo com a Conta COVID.</i> <i>Adicionalmente, a Agência relaciona duas preocupações principais em caso de eventual implementação da medida: (i) eventual aumento do custo da CDE caso a energia descontratada venha a ser comercializada no ACL; (ii) estímulo a comportamento deletério dos agentes descontratando-se CCEARs com preços mais baixos, situação que conseqüentemente elevaria ao aumento do PMIX das distribuidoras.</i> <i>Em nossa análise, considerando-se as preocupações apresentadas pela Agência, a redução dos contratos das usinas eólicas contratadas no 2º LFA e que sofreram redução do montante de garantia física, nos termos da Portaria MME nº 416/2015, é possível através do MCSD de Energia Nova sem ônus ao consumidor.</i> <i>Caso a análise desta Agência considere como não oportuna a tomada de decisão com base em estimativa PLD futuro, em razão da sua natureza volátil, o mesmo racional também poderia se aplicar também as usinas contratadas no 12º, 13º e 15º LEN.</i></p>	Não aceita.	Ver seção III.2.3.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																											
#	Entidade	Texto			Aproveitamento	Justificativa																																					
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Leilão</th> <th>Ressarcimento Anual</th> <th>Ressarcimento Quadrienal</th> <th>Pagamento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>02ºLFA/2010</td> <td>1,00 * Receita Fixa Atualizada (abaixo da faixa de tolerância 90%)</td> <td>1,00 * Receita Fixa Atualizada</td> <td>12 vezes</td> </tr> <tr> <td>12ºLEN/2011</td> <td rowspan="3">máx(RFUA¹⁵; PLDmédio) (abaixo da faixa de tolerância 90%)</td> <td rowspan="3">máx(RFUA; PLDmédio)</td> <td rowspan="3">12 vezes</td> </tr> <tr> <td>13ºLEN/2011</td> </tr> <tr> <td>15ºLEN/2012</td> </tr> <tr> <td>17ºLEN/2013</td> <td rowspan="5">máx(RFUA; PLDmédio) (abaixo da faixa de tolerância 90%)</td> <td rowspan="5">máx(1,06 * RFUA; PLDmédio)</td> <td rowspan="4">12 vezes</td> </tr> <tr> <td>18ºLEN/2013</td> </tr> <tr> <td>19ºLEN/2014</td> </tr> <tr> <td>20ºLEN/2014</td> </tr> <tr> <td>03ºLFA/2015</td> <td>1 vez</td> </tr> <tr> <td>22ºLEN/2015</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>25ºLEN/2017</td> <td>[máx(1,00 * RFUA; PLDmédio) (dentro da faixa de tolerância 90%-100%)]</td> <td>-</td> <td>1 vez</td> </tr> <tr> <td>26ºLEN/2017</td> <td>[máx(1,15 * RFUA; PLDmédio)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>27ºLEN/2018</td> <td>(abaixo da faixa de tolerância 90%)]</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Leilão	Ressarcimento Anual	Ressarcimento Quadrienal	Pagamento	02ºLFA/2010	1,00 * Receita Fixa Atualizada (abaixo da faixa de tolerância 90%)	1,00 * Receita Fixa Atualizada	12 vezes	12ºLEN/2011	máx(RFUA ¹⁵ ; PLDmédio) (abaixo da faixa de tolerância 90%)	máx(RFUA; PLDmédio)	12 vezes	13ºLEN/2011	15ºLEN/2012	17ºLEN/2013	máx(RFUA; PLDmédio) (abaixo da faixa de tolerância 90%)	máx(1,06 * RFUA; PLDmédio)	12 vezes	18ºLEN/2013	19ºLEN/2014	20ºLEN/2014	03ºLFA/2015	1 vez	22ºLEN/2015				25ºLEN/2017	[máx(1,00 * RFUA; PLDmédio) (dentro da faixa de tolerância 90%-100%)]	-	1 vez	26ºLEN/2017	[máx(1,15 * RFUA; PLDmédio)			27ºLEN/2018	(abaixo da faixa de tolerância 90%)]				
Leilão	Ressarcimento Anual	Ressarcimento Quadrienal	Pagamento																																								
02ºLFA/2010	1,00 * Receita Fixa Atualizada (abaixo da faixa de tolerância 90%)	1,00 * Receita Fixa Atualizada	12 vezes																																								
12ºLEN/2011	máx(RFUA ¹⁵ ; PLDmédio) (abaixo da faixa de tolerância 90%)	máx(RFUA; PLDmédio)	12 vezes																																								
13ºLEN/2011																																											
15ºLEN/2012																																											
17ºLEN/2013	máx(RFUA; PLDmédio) (abaixo da faixa de tolerância 90%)	máx(1,06 * RFUA; PLDmédio)	12 vezes																																								
18ºLEN/2013																																											
19ºLEN/2014																																											
20ºLEN/2014																																											
03ºLFA/2015			1 vez																																								
22ºLEN/2015																																											
25ºLEN/2017	[máx(1,00 * RFUA; PLDmédio) (dentro da faixa de tolerância 90%-100%)]	-	1 vez																																								
26ºLEN/2017	[máx(1,15 * RFUA; PLDmédio)																																										
27ºLEN/2018	(abaixo da faixa de tolerância 90%)]																																										
		<p>Tabela 01 – Ressarcimentos CCEAR de usinas eólicas (Fonte: ANEEL)</p> <p><i>Como pode ser observado na tabela constante no parágrafo 102, para o 2º LFA os ressarcimentos quadrienais e anuais são calculados com base na Receita Fixa Unitária Atualizada, enquanto para os 12º, 13º e 15º LEN, os ressarcimentos são calculados com base no maior valor entre a Receita Fixa Unitária Atualizada e o PLD médio do período.</i></p> <p><i>Em relação aos ressarcimentos, observa-se que o efeito da eventual redução contratual é nulo para as distribuidoras contratadas no 2º LFA e, caso o PLD médio mantenha-se em patamar inferior à Receita Fixa Unitária Atualizada, também para os 12º, 13º e 15º LEN, ocorrendo apenas um deslocamento de caixa (paga-se a Receita Fixa antecipada ao gerador, absorvendo os efeitos no MCP, e recebe o ressarcimento atualizado pelo IPCA no ano contratual subsequente). Neste quadro, a redução contratual é benéfica ao consumidor visto que a redução contratual traz alívio imediato sobre o pagamento da receita fixa sobre a parcela deficitária de geração pelas usinas que só seria ressarcida após o término do ano contratual, vide simulação abaixo.</i></p>																																									

Exemplos simplificados:

		2º LFA		
RESULTADO DISTRIBUIDORA		Geração Plena; PLD < RFUA	Déficit Geração; PLD < RFUA	Redução de Contrato; PLD < RFUA
CONTRATO	A Montante contratado	10	10	9
GERAÇÃO	B Montante gerado	10	9	9
RFUA	D Receita Fixa Unitária Atualiz	200	200	200
PLD	E PLD	100	100	100
RECEITA GERADOR	F (-) A * D	-2000	-2000	-1800
RESSARCIMENTO	G máx (A - B ; 0) * D	0	200	0
CRÉDITO MCP	H A * E	1000	1000	900
EFEITO CONTRAT DISPONIB	I máx (A - B ; 0) * E	0	-100	0
RESULTADO	F + G + H + I	-1000	-900	-900

		2º LFA		
RESULTADO DISTRIBUIDORA		Geração Plena; PLD > RFUA	Déficit Geração; PLD > RFUA	Redução de Contrato; PLD > RFUA
CONTRATO	A Montante contratado	10	10	9
GERAÇÃO	B Montante gerado	10	9	9
RFUA	D Receita Fixa Unitária Atualiz	200	200	200
PLD	E PLD	250	250	250
RECEITA GERADOR	F (-) A * D	-2000	-2000	-1800
RESSARCIMENTO	G máx (A - B ; 0) * D	0	200	0
CRÉDITO MCP	H A * E	2500	2500	2250
EFEITO CONTRAT DISPONIB	I máx (A - B ; 0) * E	0	-250	0
RESULTADO	F + G + H + I	500	450	450

		12º, 13º E 15º LEN		
RESULTADO DISTRIBUIDORA		Geração Plena; PLD < RFUA	Déficit Geração; PLD < RFUA	Redução de Contrato; PLD < RFUA
CONTRATO	A Montante contratado	10	10	9
GERAÇÃO	B Montante gerado	10	9	9
RFUA	D Receita Fixa Unitária Atualiz	200	200	200
PLD	E PLD	100	100	100
RECEITA GERADOR	F (-) A * D	-2000	-2000	-1800
RESSARCIMENTO	G máx (A - B ; 0) * máx (D ; E)	0	200	0
CRÉDITO MCP	H A * E	1000	1000	900
EFEITO CONTRAT DISPONIB	I máx (A - B ; 0) * E	0	-100	0
RESULTADO	F + G + H + I	-1000	-900	-900

Ultrapassado o entrave tarifário associado aos ressarcimentos destes contratos, resta a questão da CDE, em nossa análise uma forma de se evitar que o lastro incentivado descontratado acabe no ACL

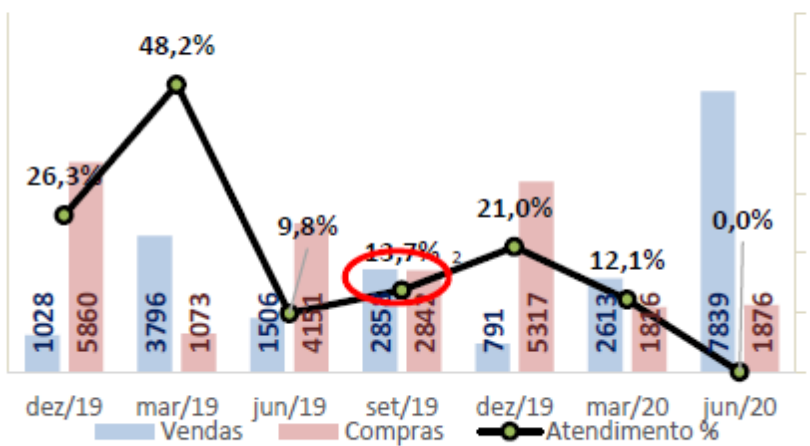
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>aumentando os custos da CDE com reembolso do desconto TUST/TUSD é restringir a redução dos contratos às usinas que tiverem redução de garantia física nos termos da Portaria MME nº 416/2015 até o limite da proporção da degradação de garantia física de cada empreendimento. Desta forma, não haveria transferência de lastro incentivado entre ACR e ACL, em contrapartida a redução seria benéfica ao gerador que não teria mais de comprar energia para recompor o lastro associados aos CCEARs em decorrência da revisão de garantia física sofrida.</i></p> <p><i>Assim, sugere-se que seja prevista a possibilidade de redução no MCSD de Energia Nova para CCEAR de geradores que venderam energia no 2º LFA e que tenham sofrido ou venham a sofrer redução do montante de garantia física, nos termos da Portaria MME nº 416/2015, em decorrência de baixa performance, na mesma proporção da sua redução de garantia física.</i></p> <p><i>Ressalta-se que a proposta contempla somente a redução via MCSD de Energia Nova e não inclui os acordos bilaterais, pois nestes o controle dos limites da redução, de forma que não ultrapassem a proporção de garantia física degradada, seria mais complexo para CCEE em face da bilateralidade das operações.</i></p>		

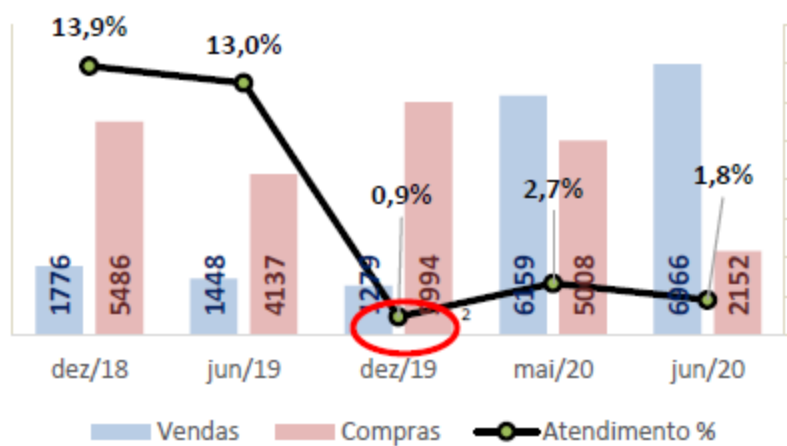
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS					
#	Entidade	Texto		Aproveitamento	Justificativa
		ORIGINAL	PROPOSTA	JUSTIFICATIVA	
		Não há	<p>Inclusão de art. na minuta de Resolução Normativa</p> <p>Resolução Normativa nº XX de DD de MM de 2020</p> <p>Art. XXº Alterar o art, 4º-A da Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015, que passa a vigorar com a seguinte redação:</p> <p>“Art. 4º-A Caso a soma dos montantes declarados das distribuidoras resulte em excedente de sobras, será aberta aos geradores vendedores dos contratos de que trata o art. 2º, cujos empreendimentos relacionados não possuam unidades geradoras em operação comercial, e àqueles que venderam energia no 2º Leilão de Fontes Alternativas e sofreram redução de garantia física nos termos da Portaria MME nº 416/2015, a possibilidade de ofertar a redução dos montantes vendidos, a qual será liquidada no limite das sobras excedentes, não se aplicando as restrições do §1º daquele artigo.</p> <p>..</p> <p>§ 2º A oferta de redução somente poderá ser proposta por geradores cujos contratos de venda atendam às seguintes condições:</p> <p><i>I – prazo inicial de suprimento igual ou anterior ao início da vigência do processamento do MCSD Energia Nova;</i></p> <p><i>II - prazo final de suprimento posterior ao término da vigência do MCSD Energia Nova; e</i></p> <p>III – Montantes de redução ofertados não ultrapassem a proporção de degradação da garantia física nos termos da Portaria MME nº 416/2015.”</p>	Vide item 2.2	
		“			

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
41	CPFL ENERGIA	<p>A empresa sugere que seja permitida a participação de geradores que não estão em operação comercial nos MCSDEN A-0. Sugere a criação de produtos excepcionais no MCSDEN, com vigência mais longa, até final de 2023, que permita a desconstrução de geradores em operação comercial, com cessão de lastro convencional e convencional especial, e apresenta simulação do efeito dessa cessão para os consumidores. Propõe ainda a mesma lógica para a REN 711, com cessão de lastro convencional ou convencional especial para os geradores em operação comercial. Sugere também a volta dos componentes financeiros previstos na redação original da REN 711. Alerta que ainda não há regra de repasse tarifário para o MVE. Sugere que o resultado das operações do MVE leve em consideração apenas o preço médio de compra de energia para sobras voluntárias e involuntárias, e não o PLD.</p> <p><u>Justificativa:</u> <i>“Diante do exposto, apresenta-se na sequência uma síntese das ponderações do Grupo CPFL Energia às informações disponibilizadas no âmbito da CP 037/2020, como também a outros pontos que devem ser objeto de análise por parte da ANEEL no aprimoramento dos mecanismos regulatórios destinados à gestão contratual de energia das distribuidoras de energia elétrica.</i> (...) <i>Em relação ao MCSDEN:</i> <ul style="list-style-type: none"> – Permitir oferta de redução de geradores cujo empreendimentos ainda não se encontram em operação também nos MCSDEN A-0; – Criação de uma modalidade excepcional para o MCSDEN, que seria processada apenas neste período da pandemia, permitindo que geradores em operação comercial pudessem recomprar o lastro vendido às distribuidoras (convencional ou IO), por um período superior a 12 meses, ao preço do respectivo CCEAR, de modo que não haveria ônus aos consumidores quanto à elevação das quotas de CDE e também da repactuação do risco hidrológico. Além disso, haveria benefício aos consumidores cativos pelo fato desta energia não ser liquidada a valores baixos de PLD, pois o benefício compensa elevação do Pmix no período; <i>Em relação aos acordos bilaterais regidos pela REN 711/2016:</i> </p>	Não aceita	Ver seções III.2.1 a III.2.4.

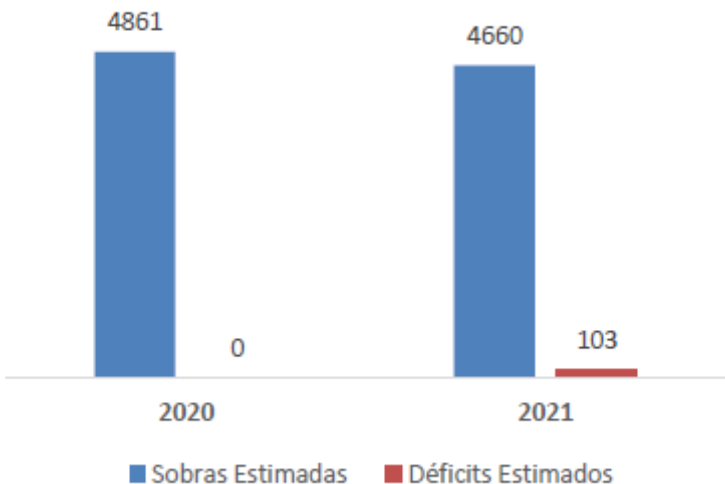
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>– Criação de uma nova categoria de acordo bilateral, no qual as distribuidoras poderiam negociar com geradores em operação comercial interessados uma “venda” de energia, com lastro convencional ou IO, ao preço e montantes máximos definidos em seus respectivos CCEAR; ou</p> <p>– Retorno do mecanismo da REN 711/2016 para usinas em operação comercial, desde que o gerador de fonte incentivada se comprometa a não repassar o desconto na TUST/TUSD, a fim de não implicar aumento de subsídio na CDE; e que o gerador de usina repactuada proceda com ajuste (redução) no termo de repactuação mediante termo aditivo, a fim de não transferir risco hidrológico ao consumidor regulado especificamente no período e montante em que vigorar a desconstratação;</p> <p>e</p> <p>– Aplicação do componente financeiro a essa nova categoria, garantindo assim a blindagem do consumidor contra efeitos nocivos ao Pmix de contratos mais baratos.</p> <p><i>Em relação ao MVE:</i></p> <p>– Regulamentação célere da regra de repasse a ser aplicada ao Mecanismo de Vendas de Excedentes, com sugestão de que o tema seja destacado da Audiência Pública 25/2019, para análise no âmbito desta consulta pública ou de uma nova que venha a ser aberta;</p> <p>– Rediscussão de alguns pontos relativos à dinâmica do mecanismo, como a complexidade e aumento do risco do mesmo ao utilizar como referência o PLD, e não a tarifa média de compra de energia; e</p> <p>– Discussão e definição célere da regra a ser considerada para mensuração das sobras involuntárias relativas à COVID-19, cujo direito foi determinado através do Art. 9º do Decreto 10.350/2020.</p> <p><i>Apesar desses mecanismos propostos ampliarem as ferramentas disponíveis para gestão contratual das distribuidoras, todas elas terão baixa efetividade no atual cenário, conforme destacado pela própria ANEEL na Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL.</i></p> <p><i>Neste cenário, o Grupo CPFL Energia reforça seu entendimento quanto a importância da discussão e aprimoramento acerca dos atuais mecanismos de gestão de portfólio disponibilizados às distribuidoras. Ao longo deste documento serão apresentadas propostas, de forma mais detalhada, bem como considerações ao disposto na NT 64/2020-SRM/ANEEL.</i></p> <p>(...)</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>2. Da efetividade dos mecanismos existentes diante do cenário atual</p> <p><i>Antes mesmo de discutir a proposta em pauta, faz-se necessária uma reflexão a respeito dos resultados esperados e do histórico de efetividade dos mecanismos atualmente existentes de gestão de contratação das distribuidoras. A Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL colocou, em abril de 2020, preocupação em relação ao potencial dos mecanismos em vigor:</i></p> <p><i>“94. Entretanto, cumpre destacar que eventual redução da demanda do ambiente de contratação livre (ACL) pode reduzir o apetite dos compradores deste mercado, reduzindo a efetividade dos referidos mecanismos.”</i></p> <p><i>É fato que os efeitos do isolamento social e da crise econômica provocada pela pandemia de COVID-19 teve reflexos tanto no ACR quanto no ACL, e tais efeitos acabam por produzir fenômenos opostos quando observamos, por exemplo, as declarações de compra e venda de energia no MVE.</i></p> <p><i>Os Gráficos 1 e 2 comparam as ofertas e a energia negociada dos produtos de 3 e 6 meses do processamento do MVE de dezembro/2019, ocorrido antes da pandemia, com os processamentos de março, maio e junho de 2020, que ofereceram produtos de 3 e 6 meses, e ocorreram após o início da pandemia e seus efeitos.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																
		<p>Gráfico 1 - Ofertas e Resultados - Produto 3 meses (MWm)</p>  <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico 1</caption> <thead> <tr> <th>Mês</th> <th>Vendas (MWm)</th> <th>Compras (MWm)</th> <th>Atendimento %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>dez/19</td> <td>1028</td> <td>5860</td> <td>26,3%</td> </tr> <tr> <td>mar/19</td> <td>3796</td> <td>1073</td> <td>48,2%</td> </tr> <tr> <td>jun/19</td> <td>1506</td> <td>4151</td> <td>9,8%</td> </tr> <tr> <td>set/19</td> <td>2851</td> <td>2841</td> <td>13,7%</td> </tr> <tr> <td>dez/19</td> <td>791</td> <td>5317</td> <td>21,0%</td> </tr> <tr> <td>mar/20</td> <td>2613</td> <td>1876</td> <td>12,1%</td> </tr> <tr> <td>jun/20</td> <td>7839</td> <td>1876</td> <td>0,0%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: CCEE</p>	Mês	Vendas (MWm)	Compras (MWm)	Atendimento %	dez/19	1028	5860	26,3%	mar/19	3796	1073	48,2%	jun/19	1506	4151	9,8%	set/19	2851	2841	13,7%	dez/19	791	5317	21,0%	mar/20	2613	1876	12,1%	jun/20	7839	1876	0,0%		
Mês	Vendas (MWm)	Compras (MWm)	Atendimento %																																	
dez/19	1028	5860	26,3%																																	
mar/19	3796	1073	48,2%																																	
jun/19	1506	4151	9,8%																																	
set/19	2851	2841	13,7%																																	
dez/19	791	5317	21,0%																																	
mar/20	2613	1876	12,1%																																	
jun/20	7839	1876	0,0%																																	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																												
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																								
		<p>Gráfico 2 - Ofertas e Resultados - Produto 6 meses (MWm)</p>  <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico 2</caption> <thead> <tr> <th>Mês</th> <th>Vendas (MWm)</th> <th>Compras (MWm)</th> <th>Atendimento %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>dez/18</td> <td>1776</td> <td>5486</td> <td>13,9%</td> </tr> <tr> <td>jun/19</td> <td>1448</td> <td>4137</td> <td>13,0%</td> </tr> <tr> <td>dez/19</td> <td>1279</td> <td>994</td> <td>0,9%</td> </tr> <tr> <td>mai/20</td> <td>6159</td> <td>5008</td> <td>2,7%</td> </tr> <tr> <td>jun/20</td> <td>6966</td> <td>2152</td> <td>1,8%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: CCEE</p> <p><i>Os resultados dos mecanismos demonstram que há dois grandes obstáculos à efetividade em relação à questão da sobrecontratação atual via MVE: primeiro, uma oferta de energia muito maior do que a demanda do mercado livre, como pode ser observado nos mecanismos ocorridos em 2020, principalmente, no MVE de junho. Segundo, mesmo quando a oferta e a demanda são mais próximas, como ocorreu no produto de 6 meses em maio de 2020, as negociações concluídas são poucas. Isso ocorre em razão da diferença substancial entre o preço de mercado desejado pelos compradores, e o preço ofertado pelas distribuidoras, que para mitigar as perdas deve ser no mínimo igual o preço médio de compra de energia de cada uma delas no caso das sobras voluntárias ou, no mínimo, superior ao PLD mensal do período da venda, no caso das sobras involuntárias. Será detalhado na Seção 5 desta contribuição que a ausência de regra de repasse tarifário ao MVE é um fator adicional de risco às distribuidoras que contribui para a não</i></p>	Mês	Vendas (MWm)	Compras (MWm)	Atendimento %	dez/18	1776	5486	13,9%	jun/19	1448	4137	13,0%	dez/19	1279	994	0,9%	mai/20	6159	5008	2,7%	jun/20	6966	2152	1,8%		
Mês	Vendas (MWm)	Compras (MWm)	Atendimento %																									
dez/18	1776	5486	13,9%																									
jun/19	1448	4137	13,0%																									
dez/19	1279	994	0,9%																									
mai/20	6159	5008	2,7%																									
jun/20	6966	2152	1,8%																									

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																								
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																				
		<p><i>participação de algumas delas neste mecanismo bem como pela sobre valoração dos preços de venda de outras.</i></p> <p><i>Já no caso dos MCSDEN, é possível observar que, desde 2019, a efetividade dos mecanismos anuais foi relativamente baixa, em razão das poucas declarações de déficits frente às sobras das distribuidoras, e da limitação da participação de geradores aos que não estão em operação comercial. A Tabela 4 mostra os resultados dos últimos processamentos de MCSD A-1.</i></p> <p style="text-align: center;">Tabela 4 - Histórico de Resultados – MCSD A-1</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">MCSD</th> <th style="text-align: center;">Sobras (MWm)</th> <th style="text-align: center;">Déficits (MWm)</th> <th style="text-align: center;">Ofertas Geradores (MWm)</th> <th style="text-align: center;">Efetividade (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">MCSD A-1 para 2019</td> <td style="text-align: center;">3.705</td> <td style="text-align: center;">140</td> <td style="text-align: center;">24</td> <td style="text-align: center;">4,40%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">MCSD A-1 para 2020</td> <td style="text-align: center;">3.945</td> <td style="text-align: center;">74</td> <td style="text-align: center;">17</td> <td style="text-align: center;">2,30%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">MCSD A-1 para 2021</td> <td style="text-align: center;">7.304</td> <td style="text-align: center;">0</td> <td style="text-align: center;">307</td> <td style="text-align: center;">4,2%</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Como bem colocado pela NT 64/2020-SRM/ANEEL, os MCSDEN A-0 também não devem mostrar efetividade relevante; o processamento de abril, não realizado pela inexistência de declarações de déficits, demonstrou que os próximos mecanismos intra-anuais, da maneira como são hoje, não serão eficientes na redução da sobrecontratação. Repete-se, portanto, o cenário visto há alguns anos atrás, quando os mecanismos existentes à época não surtiam resultados no gerenciamento da sobrecontratação.</i></p>	MCSD	Sobras (MWm)	Déficits (MWm)	Ofertas Geradores (MWm)	Efetividade (%)	MCSD A-1 para 2019	3.705	140	24	4,40%	MCSD A-1 para 2020	3.945	74	17	2,30%	MCSD A-1 para 2021	7.304	0	307	4,2%		
MCSD	Sobras (MWm)	Déficits (MWm)	Ofertas Geradores (MWm)	Efetividade (%)																				
MCSD A-1 para 2019	3.705	140	24	4,40%																				
MCSD A-1 para 2020	3.945	74	17	2,30%																				
MCSD A-1 para 2021	7.304	0	307	4,2%																				

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS													
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa									
		<p>“89. Esses mecanismos (MCSDEN e REN 711) foram criados com o objetivo de possibilitar o gerenciamento do nível de contratação pelas distribuidoras, tendo em vista que os mecanismos então vigentes (MCSD de CCEAR de Energia Existente e MCSDEN sem a possibilidade de redução de contratos) não estavam sendo suficientes. Situação parecida com a atual, visto que o MCSDEN que seria realizado em abril de 2020, referente ao produto que compreende o período de abril a dezembro de 2020, não foi processado devido à ausência de declaração de déficit.” (grifo nosso)</p> <p>O Gráfico 3 apresenta as estimativas do Grupo CPFL Energia em relação às sobras e déficits totais esperados do segmento de distribuição para os anos de 2020 e 2021.</p> <p>Gráfico 3 - Sobras e Déficits de Energia das Distribuidoras Estimados (MWm)</p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Sobras Estimadas (MWm)</th> <th>Déficits Estimados (MWm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2020</td> <td>4861</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>2021</td> <td>4660</td> <td>103</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: Projeções Internas – CPFL Energia</p> <p>A dimensão da estimativa das sobras de energia atuais e a análise dos resultados dos últimos mecanismos existentes de gestão de portfólio das distribuidoras demonstram que é necessário recorrer a uma ampliação desses mecanismos para possibilitar chances reais de redução dos impactos da</p>	Ano	Sobras Estimadas (MWm)	Déficits Estimados (MWm)	2020	4861	0	2021	4660	103		
Ano	Sobras Estimadas (MWm)	Déficits Estimados (MWm)											
2020	4861	0											
2021	4660	103											

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>sobrecontratação às distribuidoras e aos consumidores cativos. Nas próximas seções serão abordadas algumas propostas que contemplam esse objetivo.</i></p> <p>3. Do aprimoramento dos MCSD de Energia Nova <i>O Grupo CPFL Energia entende como acertada a iniciativa da ANEEL de possibilitar rodada extra do MCSDEN A-1, em junho de 2020, e aproveita para sugerir aprimoramento que pode auxiliar no aumento da efetividade dos mecanismos a serem executados ao longo deste ano de 2020.</i> <i>Frente à provável ausência de déficits de distribuidoras, o principal ponto identificado para potencializar a efetividade diz respeito à ampliação da possibilidade de participação de geradores em MCSDEN A-0.</i> <i>Deste modo, sugere-se que seja permitida oferta de redução de geradores cujo empreendimentos ainda não se encontram em operação também nos MCSDEN A-0, a exemplo do que ocorre nos mecanismos A-1, permitindo assim que os processamentos intra-anuais apresentem chance de atendimentos às sobras, sem oferecer efeitos colaterais aos consumidores.</i> <i>Entende-se que a aplicação desta proposta potencializa a efetividade dos mecanismos ao abrir a possibilidade de participação dos agentes de geração, uma vez que a possibilidade de trocas entre as distribuidoras não é uma opção real em um cenário de sobrecontratação generalizada.</i> <i>Ainda no sentido de buscar potencializar as possibilidades de redução da sobrecontratação observada nesse período de vigência da pandemia de COVID-19 através do MCSD de Energia Nova, apresenta-se aqui uma proposta de produtos excepcionais nos quais seria permitida a participação de geradores em operação comercial.</i> <i>Tais produtos de MCSDEN teriam início no ano de 2020 e, para viabilizar interesse dos geradores em participar do mecanismo, teriam vigência mais longa, de 2021 a 2023, por exemplo:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Agosto/2020 a Dezembro/2021 • Agosto/2020 a Dezembro/2022 • Agosto/2020 a Dezembro/2023 <i>Em um horizonte de cessão mais longo seria possível aos geradores em operação comercial vislumbrar atratividade nos mecanismos, observando os valores esperados do preço de mercado no ACL no longo prazo, mais atrativos do que os preços atualmente esperados no curto prazo.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Tais produtos seriam excepcionais, negociados somente enquanto perdurarem os efeitos da pandemia de COVID-19, e consistiriam na cessão de lastro convencional ou IO das distribuidoras para geradores em operação comercial, caso existam sobras remanescentes após o processamento dos mecanismos entre as distribuidoras.</i></p> <p><i>É importante destacar aqui que a cessão de lastro convencional ou IO endereça adequadamente a preocupação desta Agência em relação aos efeitos negativos em relação à CDE quando da descontratação de energia de empreendimentos incentivados, observados anteriormente à REN 824/2018, seja via regra do processamento, ou via assinatura de termo de compromisso de geradores incentivado expressando concordância com a mudança do lastro da energia para IO.</i></p> <p><i>Em relação à preocupação expressa devido a impactos no Pmix, uma vez que as ofertas nesses produtos podem se concentrar em CCEARs cujos preços são mais baratos, cabe aqui pontuar que, dadas as atuais expectativas de PLD, não se pode ignorar que a liquidação das sobras de energia das distribuidoras no Mercado de Curto Prazo imputará ao consumidor um custo potencialmente superior aos impactos a serem observados por um eventual aumento do Pmix derivado da cessão de contratos mais baratos nesses produtos excepcionais, conforme simulação abaixo:</i></p> <p><i>Para exemplificar o entendimento exposto acima, o Grupo CPFL Energia realizou uma simulação, conforme memorial de cálculo anexo, considerando o cenário Brasil, do impacto que a cessão de energia nos moldes propostos neste mecanismo traria aos consumidores cativos quando avaliado o custo com aquisição de energia das distribuidoras. Uma vez que se espera que contratos de custo mais baixo sejam descontratados, ocorrerá uma elevação do Pmix das distribuidoras. No entanto, ressaltamos dois efeitos observados na simulação:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1) Apesar da elevação do Pmix das distribuidoras, o custo total de aquisição de energia das mesmas, em valor absoluto, é reduzido uma vez que algumas usinas não serão mais remuneradas pelos consumidores cativos, gerando um benefício à eles.</i> <i>2) Conseqüentemente a um menor volume de aquisição de energia, haverá uma redução das sobras contratuais liquidadas no MCP ao PLD. Como o volume liquidado é menor, a receita obtida pelos consumidores no MCP também é reduzida, gerando um prejuízo à eles.</i> 		

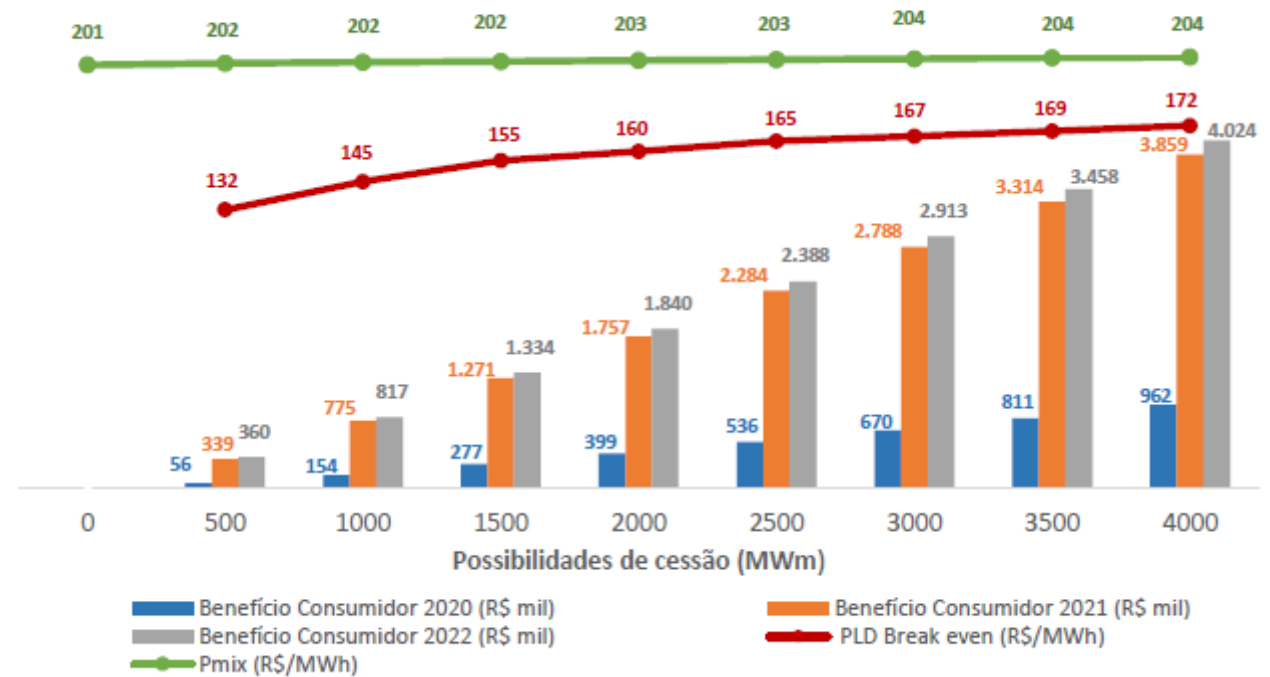
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Ainda neste estudo, foram simulados alguns cenários de cessões de energia das distribuidoras para o ACL, de 500 MW Médios a 4.000 MW Médios, com incrementos de 500 MWm. Em cada cenário simulado, é considerada a redução dos contratos das usinas em ordem crescente de preço (das mais baratas para as mais caras), no intuito de visualizar o cenário mais pessimista quanto à elevação do Pmix das distribuidoras. A informação da energia contratada pelo ACR com cada empreendimento de geração, bem como o respectivo preço, foi obtida do Resultado Consolidado de Leilões Jun/2020, emitido pela CCEE. Quanto às simulações das usinas descontratadas, são considerados dois cenários distintos, conforme exposto abaixo:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>– Critério 1: considera uma limitação da oferta de descontratação de empreendimentos hidráulicos em 10% do valor contratado. Tal premissa foi adotada em razão da existência de grandes geradores hidráulicos, como os estruturantes, cujos contratos apresentam um dos menores preços de energia. É um cenário mais realista, e que gera menores impactos ao Pmix, no qual não há oferta de cessão total da energia contratada por parte desses geradores.</i> <i>– Critério 2: não considera limitações nas ofertas de cessão dos geradores hidráulicos, gerando um cenário extremo, que demonstra o máximo impacto ao Pmix que poderia ocorrer nessa proposta, uma vez que a energia é integralmente descontratada em ordem crescente de preço. Neste cenário, a depender do volume de energia descontratado, projetos estruturantes podem ter seus contratos totalmente reduzidos com o ACR.</i> <p><i>As simulações efetuadas se baseiam em um produto de vigência de agosto de 2020 a dezembro de 2022, utilizando como referência um Pmix das distribuidoras brasileiras de R\$ 200,76 / MWh - informação disponibilizada no âmbito da Consulta Pública nº 11 de 2020³ pela SGT. Além disso, considerou-se para fins de cálculo de custos no MCP os PLDs esperados pela CCEE, retirados do Newave CCEE - PMO Julho. Para os 18 (dezoito) cenários gerados, oriundos da combinação entre os 9 (nove) cenários de descontratação de energia do ACR ao ACL, de 0 a 4.000 MW Médios e dos 2 (dois) cenários de usinas descontratadas, com ou sem limitação de redução para geradores hidráulicos, obteve-se: i) Custo de aquisição de energia pelas distribuidoras, ii) Receita advinda da liquidação das sobras contratuais no MCP, iii) Preço Médio de aquisição de energia das distribuidoras – Pmix e iv) Break even do PLD (valor limite do PLD onde é auferido benefício desta operação ao consumidor cativo).</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Ao comparar as variáveis obtidas para cada um dos cenários de descontratação de energia com o cenário sem redução contratual, teremos o que chamamos de benefício ao consumidor, ou seja, a diferença entre o custo total com aquisição de energia e com a receita da liquidação das sobras no MCP.</i></p> <p><i>Para ilustrar as simulações, a Figura 4 mostra os resultados para essas variáveis advindos da cessão de 1.000 MW Médios do ACR ao ACL considerando a limitação da descontratação dos geradores hidráulicos em 10% de seus CCEARs (cenário 1). Para tal, foi utilizado o volume total de energia contratada pelas distribuidoras obtidos através da CCEE além de projeções do consumo de energia de cada uma das distribuidoras do Brasil, elaborado pelo próprio Grupo CPFL, contemplando uma redução de -5,5% no ano de 2020 e crescimentos de 2,5% e 3,1% nos anos de 2021 e 2022, respectivamente.</i></p>		

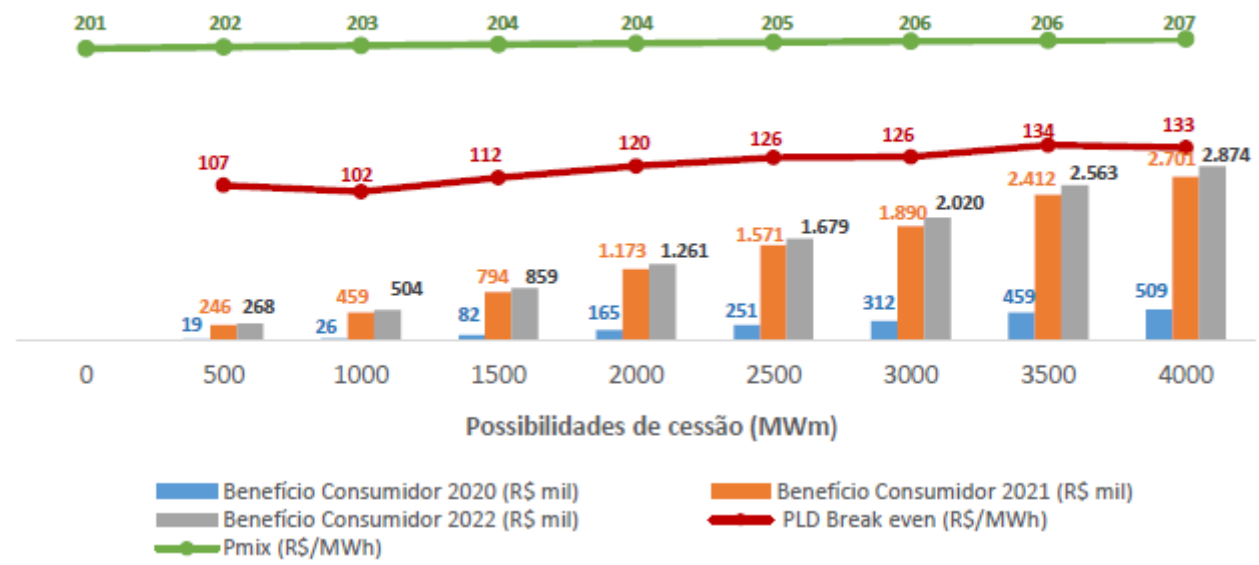
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS							
#	Entidade	Texto	Aproveitamento			Justificativa	
		Figura 4 – Exemplo de simulação efetuada considerando a cessão de 1.000 MWm do ACR para o ACL.					
		Premissas					
			Un.	2020	2021	2022	
1)		Contratos Distribuidoras	MWm	49.416	50.228	49.913	
2)		MCS D EN (Produto ago/20 à dez/22)	MWm	-415	-1.000	-1.000	
3)		Contratos Distribuidoras após Reduções	MWm	49.001	49.228	48.913	
4)		Carga no centro de gravidade	MWm	42.551	43.611	44.964	
		Balço sem reduções	%	116%	115%	111%	
		Balço após reduções	%	115%	113%	109%	
5)		PMIX sem reduções	R\$/MWh	200,76	200,76	200,76	
6)		PMIX após reduções	R\$/MWh	201,21	202,07	202,07	
7)		PLD CCEE	R\$/MWh	105	48	44	
		(A): Resultado Original (sem considerar descontração de energia)					
			Un.	2020	2021	2022	Resultado Final
8)		Receita no MCP: [(1)-(4)]*(7)	R\$ MM	6.354	2.779	1.887	11.020
9)		Custo com Aquisição de Energia: (1)*(5)	R\$ MM	-87.144	-88.333	-87.780	-263.257
10)		Resultado para Consumidor: (8)+(9)	R\$ MM	-80.791	-85.554	-85.892	-252.237
		(B): Resultado Pós MCS D Excepcional (considerando descontração de 1.000 MW Médios)					
			Un.	2020	2021	2022	Resultado Final
11)		Receita no MCP: [(3)-(4)]*(7)	R\$ MM	5.969	2.359	1.506	9.834
12)		Custo com Aquisição de Energia: (3)*(6)	R\$ MM	-86.606	-87.139	-86.581	-260.326
13)		Resultado para Consumidor: (11)+(12)	R\$ MM	-80.637	-84.780	-85.075	-250.492
		(B) - (A): Benefício ao Consumidor					
			Un.	2020	2021	2022	Resultado Final
14)		Receita no MCP: (11)-(8)	R\$ MM	-384	-420	-381	-1.186
15)		Custo com Aquisição de Energia: (12)-(9)	R\$ MM	538	1.195	1.198	2.931
16)		Resultado para Consumidor: (13)-(10)	R\$ MM	154	775	817	1.745

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Como pode ser observado na Figura 4, para o cenário apresentado, o Benefício ao Consumidor no ano de 2020 é de R\$ 154 milhões, em 2021 de R\$ 775 milhões e em 2022 de R\$ 817 milhões, totalizando R\$ 1.745 milhões neste período, desconsiderando taxas de desconto.</i></p> <p><i>Em razão da volatilidade de preços que podem ser atribuídos ao PLD, além de considerar o PLD obtido do último deck de preços disponibilizado pela CCEE, foi calculado, para este cenário e também para cada um dos outros cenários simulados, o PLD de break even, ou seja, valor limite para o PLD médio dos anos de 2021 e 2022 que traz benefício ao consumidor no período da descontração. Para este cenário em particular, o PLD de break even é de R\$ 145,36 / MWh, ou seja, caso o PLD médio para os anos de 2021 e 2022 seja inferior a este valor, a operação é benéfica ao consumidor.</i></p> <p><i>Os Gráficos 4 e 5 abaixo ilustram os resultados dessa análise para todos os cenários.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																												
		<p>Gráfico 4 - Critério 1 - Benefício ao Consumidor, Pmix e PLD Breakeven</p>  <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico 4</caption> <thead> <tr> <th>Possibilidades de cessão (MWm)</th> <th>Benefício Consumidor 2020 (R\$ mil)</th> <th>Benefício Consumidor 2021 (R\$ mil)</th> <th>Benefício Consumidor 2022 (R\$ mil)</th> <th>PLD Break even (R\$/MWh)</th> <th>Pmix (R\$/MWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>132</td> <td>201</td> </tr> <tr> <td>500</td> <td>56</td> <td>339</td> <td>360</td> <td>145</td> <td>202</td> </tr> <tr> <td>1000</td> <td>154</td> <td>775</td> <td>817</td> <td>155</td> <td>202</td> </tr> <tr> <td>1500</td> <td>277</td> <td>1.271</td> <td>1.334</td> <td>160</td> <td>202</td> </tr> <tr> <td>2000</td> <td>399</td> <td>1.757</td> <td>1.840</td> <td>165</td> <td>203</td> </tr> <tr> <td>2500</td> <td>536</td> <td>2.284</td> <td>2.388</td> <td>167</td> <td>203</td> </tr> <tr> <td>3000</td> <td>670</td> <td>2.788</td> <td>2.913</td> <td>169</td> <td>204</td> </tr> <tr> <td>3500</td> <td>811</td> <td>3.314</td> <td>3.458</td> <td>172</td> <td>204</td> </tr> <tr> <td>4000</td> <td>962</td> <td>3.859</td> <td>4.024</td> <td>172</td> <td>204</td> </tr> </tbody> </table> <p> Ao observar os resultados no Gráfico 4, é possível concluir que já ocorrem benefícios ao consumidor em relação aos custos totais no primeiro cenário de cessões, de 500 MWm. O impacto máximo no Pmix é de 1,8%, mas este é compensado à medida que os custos com a energia para o consumidor são reduzidos. Neste cenário, o benefício ao consumidor é potencializado pela premissa adotada de participação dos geradores hidráulicos em 10% do volume contratado, visto que tal restrição possibilita a cessão de contratos mais caros para completar a quantidade demandada. Ou seja, quanto mais bem-sucedido for o mecanismo, maior será o PLD de break even para o consumidor cativo e, conseqüentemente, maior será a probabilidade deste MCSD trazer benefício à ele. </p>	Possibilidades de cessão (MWm)	Benefício Consumidor 2020 (R\$ mil)	Benefício Consumidor 2021 (R\$ mil)	Benefício Consumidor 2022 (R\$ mil)	PLD Break even (R\$/MWh)	Pmix (R\$/MWh)	0	0	0	0	132	201	500	56	339	360	145	202	1000	154	775	817	155	202	1500	277	1.271	1.334	160	202	2000	399	1.757	1.840	165	203	2500	536	2.284	2.388	167	203	3000	670	2.788	2.913	169	204	3500	811	3.314	3.458	172	204	4000	962	3.859	4.024	172	204		
Possibilidades de cessão (MWm)	Benefício Consumidor 2020 (R\$ mil)	Benefício Consumidor 2021 (R\$ mil)	Benefício Consumidor 2022 (R\$ mil)	PLD Break even (R\$/MWh)	Pmix (R\$/MWh)																																																											
0	0	0	0	132	201																																																											
500	56	339	360	145	202																																																											
1000	154	775	817	155	202																																																											
1500	277	1.271	1.334	160	202																																																											
2000	399	1.757	1.840	165	203																																																											
2500	536	2.284	2.388	167	203																																																											
3000	670	2.788	2.913	169	204																																																											
3500	811	3.314	3.458	172	204																																																											
4000	962	3.859	4.024	172	204																																																											

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>Gráfico 5 - Critério 2 - Benefício ao Consumidor, Pmix e PLD Breakeven</p>  <p>Em relação ao critério 2, os benefícios também ocorrem a partir do primeiro cenário de cessão, porém, observa-se um aumento no Pmix superior ao cenário 1, que pode chegar a 3,3%. Isso ocorre pela não limitação às cessões para UHEs, fazendo com que contratos mais baratos sejam cedidos. Tal efeito também é observado na redução potencial do benefício ao consumidor em relação ao critério anterior. Na prática, este cenário é pouco provável e é apresentado apenas no intuito de simular o mais extremo dos cenários de desconstratação de usinas, onde cada MWh contratado seria reduzido em ordem crescente de preço. Ainda assim, a operação se mostra favorável. Desta forma, dado o cenário de preços desenhado em razão dos efeitos decorrentes das medidas de combate à COVID-19, seria benéfico ao consumidor que, enquanto tal cenário perdurar, as sobras</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>involuntárias decorrentes de tais efeitos, conforme determinado pelo Art. 9º do Decreto 10.350 de 2020, sejam reduzidas, e não liquidadas a PLDs muito inferiores ao Pmix.</i></p> <p>4. Do aprimoramento dos Acordos Bilaterais (REN 711/2016) <i>Em relação aos acordos bilaterais, o Grupo CPFL Energia entende que, para geradores que não estão em operação comercial e apresentam atraso na conclusão de suas obras, o regramento vigente cumpre a função de possibilitar a desconstrução de uma energia que elevaria os custos ao consumidor, mas ainda não existe, ao mesmo tempo em que endereça a obrigação do gerador de recompor o lastro contratado, trazendo, portanto, benefícios aos geradores, às distribuidoras e aos consumidores.</i> <i>O que se observa, porém, é que o alcance do mecanismo acaba por ser reduzido frente à vedação de realização de acordos bilaterais com geradores que já se encontram em operação comercial. A ANEEL coloca, na NT 64/2020-SEM/ANEEL, suas preocupações em relação a permitir que tais geradores sejam liberados para realizar os acordos, a saber:</i></p> <p><i>“95. Verifica-se, portanto, que à época da regulamentação do MVE, foi realizada uma ampla avaliação a respeito da possibilidade de redução contratual de geradores por meio do MCSDEN e da REN 711. As principais conclusões foram: (i) no médio e longo prazo ocorre o aumento do PMIX, pois majoritariamente ocorrem reduções de contratos baratos, de usinas incentivadas ou de usinas repactuadas (com o risco hidrológico permanecendo alocado ao consumidor); e (ii) no curto prazo, com a desconstrução de usinas incentivadas e que podem repassar descontos tarifários no uso dos sistemas de distribuição e transmissão, ocorre a elevação do custo da CDE, responsável por cobrir tais descontos.”</i></p> <p><i>(Pág. 23, NT 64/2020; grifo nosso)</i></p> <p><i>Observando as preocupações do regulador, propõe-se uma nova modalidade de acordo bilateral, a ser incluída no Art. 2º na REN 711/2016, que permitirá seu uso por geradores em operação comercial, ao mesmo tempo em que neutraliza os efeitos ao consumidor final colocados acima pela Nota Técnica.</i> <i>A proposta consiste em um acordo que gera não uma desconstrução, mas sim uma “revenda” de energia da distribuidora ao gerador em operação comercial interessado em realizar o acordo, ao preço do contrato. O montante do acordo deve ser limitado ao total contratado com o gerador, e a venda seria de</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>lastro convencional ou IO, para evitar os efeitos negativos à CDE descritos pela SRM, de maneira similar ao que já ocorre no MVE.</i></p> <p><i>Adicionalmente, no âmbito desta proposta, entende-se pertinente que seja instituído novamente o componente financeiro, conforme item 5.10 dos Submódulos 4.4 e 4.4A do PRORET, com o objetivo de resguardar o consumidor de efeitos no Pmix; em caso de componente negativo, a distribuidora é livre para negociar ressarcimento com o gerador, e em caso de componente positivo, seria possível compartilhar esse ganho com o consumidor na proporção de 50%.</i></p> <p><i>De maneira mais detalhada, para o gerador em operação comercial, propomos que não ocorra redução ou qualquer outra alteração dos CCEARs firmados, ou seja, a relação contratual é mantida (assim como ocorre no MCSDEN). A distribuidora permanece adquirindo energia daquele gerador ao preço negociado no respectivo Leilão.</i></p> <p><i>Para que a operação seja efetuada, ao invés de pactuar um volume de descontratação do CCEAR, as partes acordam um volume de energia que seria vendida pela distribuidora ao gerador, limitado ao volume contratado entre as partes e ao preço negociado no respectivo leilão. Para registrar a operação, a CCEE registraria um contrato de venda da distribuidora e um contrato de compra para o gerador e/ou comercializador, procedimento similar ao efetuado no âmbito do MVE.</i></p> <p><i>A depender do gerador, pode ser comercializada energia convencional ou IO. Desta maneira, não haveria prejuízo aos consumidores cativos quanto a uma possível elevação da CDE em decorrência da descontratação de geradores que poderiam comercializar energia I50 ou I100 no mercado livre. Quanto aos geradores repactuados, entende-se que não deveria haver prejuízo aos consumidores cativos. Como proposta, sugere-se limitar esta operação ao volume de energia que não esteja repactuada ou então que o termo de repactuação seja aditado para refletir a redução do repasse do risco hidrológico ao consumidor cativo.</i></p> <p><i>A volta dos componentes financeiros, conforme regulamentado nos Submódulos 4.4 e 4.4A do PRORET, visa proteger o consumidor cativo da elevação do Pmix em decorrência da celebração de acordos com geradores cujo preço contratual seja mais baixo. Em contrapartida, em caso da celebração de acordos com geradores cujo preço contratual seja superior ao Pmix, este componente financeiro poderia ser compartilhado entre distribuidora e consumidor, na proporção de 50%.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Desta maneira, o regulamento pode ser aperfeiçoado de modo que acordos bilaterais com geradores em operação comercial possam voltar a ser operacionalizados, além do atendimento das situações de contorno elencadas pelo Regulador no sentido de proteger o consumidor cativo quanto (1) à elevação do Pmix da distribuidora, (2) ao aumento do subsídio pago via CDE referente às usinas com desconto na TUSD e (3) quanto aos geradores hidráulicos que repactuaram seu risco hidrológico.</i></p> <p><i>Outra alternativa seria o retorno dos acordos bilaterais da Resolução Normativa nº 711/2016 nos moldes que vigoraram até 2018, incluindo o componente financeiro pré-existente para neutralizar potenciais impactos tarifários aos consumidores regulados. Neste caso, para evitar possível incremento de subsídios tarifários na CDE, preocupação externada pela SRM, seria admissível norma que previsse cláusula mínima no acordo bilateral a ser registrado na CCEE em que o gerador de fonte incentivada, cuja usina já esteja em operação comercial, se comprometesse a não repassar o desconto no fio (TUST/TUSD) decorrente da descontração.</i></p> <p><i>Como a CCEE seria o ambiente tanto de registro dos acordos bilaterais quanto dos novos contratos de comercialização empenhados pelo gerador descontratado, seria possível o controle pela Câmara do não-repasse do desconto da TUST/TUSD, especificamente no montante de energia e no período descontratado. Em termos de modelagem operacional, a energia descontratada e posteriormente comercializada no âmbito de um novo contrato poderia ser classificada, por exemplo, como “i0”.</i></p> <p><i>Já no tocante às usinas hidrelétricas repactuadas, em caso de descontração por acordo bilateral, seria admissível ajuste proporcional no montante repactuado (redução), mediante termo aditivo aos termos de repactuação, como forma de não imputar risco hidrológico aos consumidores regulados especificamente no período em que vigorar a referida descontração. Vale destacar que o cenário de pandemia viral é extraordinário, diferindo de momentos passados enfrentados pelo Setor Elétrico Brasileiro, o que exige medidas igualmente conjunturais e extraordinárias.</i></p> <p><i>Dessa forma, seria recuperado o mecanismo anterior de descontração a partir de acordos bilaterais para usinas em operação comercial, cuja regra já era conhecida pelos agentes setoriais com relativo êxito, mas com a nova condicionante do não-repasse de subsídio e de redução dos montantes repactuados de forma proporcional à descontração executada. Por se tratar de descontração de caráter exclusivamente</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>voluntário, a adesão dos geradores não restaria prejudicada, uma vez que somente haveria adesão daqueles geradores que concordassem com esses termos.</i></p> <p><i>Conclui-se que tais sugestões de aprimoramento ampliam o potencial de efetividade dos acordos bilaterais, atendendo aos interesses de todos os agentes envolvidos nesse mecanismo: decisões de negócio dos geradores, gestão da sobrecontratação das distribuidoras e neutralidade do consumidor final.</i></p> <p>5. Do aprimoramento do MVE</p> <p><i>Inicialmente, registra-se o potencial positivo que este mecanismo apresenta para buscar um maior equilíbrio contratual entre os dois ambientes de contratação (ACR e ACL) em cenários econômicos e energéticos mais favoráveis. Além disso o Grupo CPFL Energia reconhece as ações recorrentes e acertadas da ANEEL visando ampliar, ainda mais, as oportunidades de venda da energia excedente das distribuidoras através do MVE.</i></p> <p><i>Exemplo disso é que em 2020 a Agência instituiu outras duas ações visando proporcionar maior eficácia do mecanismo, conforme apresentado a seguir, além da proposta de expansão dos produtos disponíveis para o MVE, com a criação de produtos A-2, para vigência dois anos à frente e de produtos com vigência mensal que consta nesta Consulta Pública.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>– Ampliação para 30% do limite de venda de que trata o inciso III do artigo 4º da Resolução Normativa nº 824, de 10/07/2018, para os processamentos do mecanismo no ano de 2020, por meio do Despacho nº 936, de 07/04/2020; e</i> <i>– Atendimento à solicitação da ABRADDEE, realizada através da carta ABRADDEE/B31.00.CT2020-0018, enviada em 18/03/2020, foi autorizada rodada adicional e extraordinária do mecanismo para o produto “2º semestre”, juntamente com o produto “2º trimestre” ou em momento posterior mais conveniente a critério da CCEE, por meio do Ofício nº 42/2020-SRM/ANEEL. Tal rodada extraordinária, divulgada pela CCEE em 11/05/2020 através do Comunicado CO 305/2020, foi realizada no dia 26/05/2020.</i> <p><i>Apesar dos esforços para tornar o MVE mais eficaz, o cenário presente é desfavorável a este tipo de mecanismo, uma vez que, como bem pontuado na NT01/2020 – GMSE, e explorado na Seção 2, a redução de demanda do ambiente de contratação livre (ACL) se reflete na redução de apetite dos compradores</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>deste mercado e, portanto, na redução da efetividade do MVE. Independentemente do atual cenário desfavorável em decorrência da pandemia da Covid-19, associado a esses efeitos, é preciso pontuar que há ainda indefinição acerca da regra de repasse tarifário a ser aplicada para o MVE, fato que acrescenta incertezas sobre a eficácia da operação na mitigação de risco das distribuidoras.</i></p> <p><i>Vale ressaltar que na primeira proposta do MVE submetida a Audiência Pública nº AP 70/ 2017 (“AP 70/2017”), através da Nota Técnica 199/2017-SRM/ANEEL, a proposta da Agência era de que as distribuidoras ofertassem preços que seriam comparados ao Pmix das distribuidoras e, em caso de vendas acima deste valor de referência, os ganhos seriam compartilhados com o consumidor.</i></p> <p><i>Após período de contribuição, foi publicado a Resolução Normativa nº 824/2019 prevendo a possibilidade de vendas de sobras voluntárias (sem direito de repasse ao consumidor) e involuntárias (com direito de repasse ao consumidor), bem como a diferente tratativa que seria aplicada a cada uma dessas parcelas.</i></p> <p><i>Para a venda das sobras voluntárias, todo o resultado da operação ficaria com a distribuidora. Ou seja, vendas realizadas acima do preço médio de compra das distribuidoras traria um resultado positivo para a operação e vendas realizadas abaixo do preço médio de compra traria um resultado negativo para a distribuidora, embora em alguns cenários poderiam mitigar suas perdas caso as vendas fossem realizadas a um preço superior ao PLD.</i></p> <p><i>Para a venda das sobras involuntárias o resultado teria um tratamento mais particular tendo em vista que o PLD médio do período da venda seria o custo de oportunidade da operação para a distribuidora e que o consumidor final seria prejudicado caso o PLD deste período fosse superior ao preço de venda ofertado pela distribuidora. Em outras palavras, caso o preço de venda desta operação fosse inferior ao PLD verificado no período (ex_post), a distribuidora iria ressarcir seus consumidores cativos pela diferença entre o Preço de Venda e o PLD verificado neste período. Caso o preço de venda fosse superior ao PLD verificado no período, o bônus verificado da operação (diferença positiva verificada entre o Preço de Venda e o PLD verificado) seria compartilhado entre distribuidora e consumidor cativo, na proporção de 50% para cada.</i></p> <p><i>Na tentativa de trazer mais liquidez para as operações de venda das sobras involuntárias, no momento da Audiência Pública nº 049/2018 (“AP 049/2018”) para aprimorar as regras de comercialização no tocante</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>a operacionalização do MVE, foi proposta a criação de um produto para as distribuidoras comercializarem energia a um preço variável, ou seja, PLD + Spread, o que foi acatado pelo Regulador à época.</i></p> <p><i>Naquele momento havia um certo conforto para as distribuidoras participarem deste mecanismo uma vez que a apuração da sobrecontratação involuntária para o ano "X" era realizada sempre no início do ano posterior, "X+1", observando os esforços efetuados pelas distribuidoras ao longo do ano "X", conforme estipulado na Resolução Normativa nº 453/2011. Como resultado deste processo é verificado o volume das sobras ou exposições contratuais involuntárias das distribuidoras, em MW Médios, para o ano civil em questão. Ou seja, se a distribuidora tinha a expectativa de encerrar o ano com sobras voluntárias ou involuntárias, era facultado à distribuidora a opção pelo produto do MVE (preço fixo ou variável) que melhor mitigasse o risco que cabe a ela e/ou ao seu consumidor.</i></p> <p><i>No entanto, com a finalidade de aprimoramento dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 025/2019 ("AP25/19") onde foi proposto na Nota Técnica nº 73/2019–SGT/SRM/ANEEL, de 24/04/2019, dentre outros itens, a regulamentação do repasse tarifário do MVE.</i></p> <p><i>Ressalta-se que a metodologia proposta pela Agência naquela AP é extremamente complexa além de necessitar de alguns pontos de correção, pois:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>a) Não propõe a criação dos acrônimos SI' (sobras involuntárias caso não houvesse os MVE) e LR' (limite de repasse caso não houvesse o MVE);</i> <i>b) Apesar do Decreto 5.163, em seu Art. 38º, estipular que o limite de repasse é "...em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição...", a regra proposta na AP pode criar uma situação inusitada onde uma distribuidora pode ter iniciado o ano com uma sobrecontratação de 108% (3% de sobras voluntárias, acima do limite de repasse de 105%), ter vendido 2% dessas sobras ao longo do ano e encerrado o ano com sobrecontratação de 106% (1% acima do limite de repasse). A luz do Art. 38º do Decreto 5.163, esta distribuidora teria vendido 2% de suas sobras voluntárias. No entanto, conforme regra proposta, a depender da sazonalidade da carga desta distribuidora, parte dos 2% das sobras comercializadas podem ser classificadas como sobras involuntárias, o que gera um resultado um tanto quanto estranho dado o balanço anual da empresa, conforme previsto no Decreto; e</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>c) Apuração da sobrecontratação involuntária e consequente volume voluntário (não passível de repasse tarifário aos consumidores) observa o balanço anual da distribuidora. Caso ocorra sobras voluntárias na apuração anual, este volume é sazonalizado através de regras previstas no PRORET. No entanto, a regra proposta para o repasse das operações do MVE não observa a posição anual para classificação das vendas como voluntárias ou involuntárias. Pela proposta, as operações seriam classificadas mensalmente como voluntárias ou involuntárias a depender da sazonalidade da carga da concessionária de distribuição.</i></p> <p><i>O objetivo de mencionar a regra proposta para a AP 25/19 é o de enfatizar a complexidade que a ANEEL trouxe para o tema. Além do mais, desde a publicação da REN nº 824, de 10 de julho de 2018, o repasse tarifário dessas operações ainda não se encontra regulamentado, trazendo riscos para a tomada de decisão das distribuidoras.</i></p> <p><i>Desta maneira, sem entrar no mérito da regra proposta pela ANEEL na AP 25/19 bem como das propostas enviadas pela sociedade quanto a este item, entende-se ser fundamental e necessário que este item seja regulamentado pela Agência. A incerteza quanto a este ponto faz com que diversas distribuidoras optem por não participar do mecanismo pois não conseguem precificar em seus lances o risco ao qual estão expostas. Além do mais, na ausência desta regulamentação, a ampliação da quantidade de produtos disponíveis no MVE, objeto desta Consulta Pública, bem como a do limite de venda de 15% para 30% da carga das distribuidoras serão inócuas.</i></p> <p><i>Entende-se pertinente que o tema seja destacado da AP 25/2019, para análise no âmbito da presente consulta pública, ou de uma nova que venha a ser aberta, de modo detalhado. Sugere-se, também, a rediscussão de alguns pontos relativos à dinâmica do mecanismo, como a complexidade e aumento do risco do mesmo ao utilizar como referência o PLD, e não a tarifa média de compra de energia.</i></p> <p><i>Para produtos de mais longa duração, caso dos produtos de 6 ou 12 meses, ou ainda dos produtos que serão processados em anos anteriores ao de início da vigência, a incerteza quanto ao PLD do período da venda é muito grande, fato que pode contribuir para diminuição do sucesso do mecanismo. Além do PLD, há incertezas associadas à classificação das sobras das distribuidoras como voluntárias ou involuntárias para os anos vigente e futuro, uma vez que a atual redação da REN 824/2018, cuja regulamentação do repasse tarifário ainda não se encontra concluída, traz diferentes custos de oportunidade para cada uma</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>dessas parcelas: o PLD para as sobras involuntárias e seu preço médio de compra de energia – Pmix para as sobras voluntárias.</i></p> <p><i>Quando foi proposta a REN 824/18 esperava-se um mecanismo de grande liquidez entre os ambientes regulado e livre. No entanto, após quase 2 (dois) anos de vigência do regulamento, entendemos que o mesmo necessita de adequação para se tornar mais efetivo e previsível (lembrando que seu repasse tarifário ainda não foi regulamentado), ainda mais quando estamos discutindo a criação de produtos para vigência em anos futuros.</i></p> <p><i>Como proposta, recomendamos que o preço das operações do MVE seja comparado com o preço de compra de energia – Pmix das distribuidoras, independentemente se for vendido sobras voluntárias ou involuntárias, principalmente para produtos semestrais e anuais (de média e longa duração). Caso a venda das sobras involuntárias seja realizada a um preço superior ao Pmix das distribuidoras, o ganho da operação pode ser compartilhado com o consumidor, na proporção de 50%, independente do PLD que venha a ser realizado no período da venda. Entendemos que o objetivo do normativo deveria ser a mitigação do risco de repasse da sobrecontratação do consumidor cativo de maneira “ex_ante”, ou seja, por se tratar de mitigação de risco, eliminaremos cenários em que ele pode ganhar ou perder com o efeito do PLD na liquidação da CCEE.</i></p> <p><i>Por fim, para que as distribuidoras façam a correta análise de seus balanços e tomem decisões fundamentadas em relação às suas ofertas nos mecanismos futuros, é necessário que seja discutida e definida com celeridade a regra a ser considerada para mensuração das sobras involuntárias relativas à COVID-19, cujo direito foi determinado através do Art. 9º do Decreto 10.350/2020. Sem essa definição, as empresas acabarão por, intrinsecamente, agregar mais um fator de risco aos preços e quantidades de energia a serem ofertados, uma vez que sobras voluntárias ou involuntárias apresentam repasse tarifário distinto, com baixas possibilidades de negociações e efetividade do mecanismo.</i></p> <p>6. Considerações finais</p> <p><i>No setor elétrico brasileiro, a pandemia e seus efeitos têm causado a apreensão de agentes, consumidores e governo em razão dos possíveis impactos econômico-financeiros. Tal momento exige agilidade e atenção</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>às manifestações dos agentes impactados e essa Agência tem sido diligente em suas respostas à crise atual.</i></p> <p><i>Entende-se que a CP 037/2020 abriu um espaço para discussão de mudanças necessárias para o enfrentamento de tal cenário, tanto através da esfera financeira, como na abertura de novas ferramentas de gestão financeira, quanto nas propostas de aprimoramento dos mecanismos de gestão de contratação das distribuidoras, cuja efetividade tem sido tão esperada para resolver a questão das sobras de energia potencializadas pela redução da carga observada desde março de 2020.</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>Passando aos itens de gestão da contratação das distribuidoras, foram sugeridas ao longo deste documento opções de aprimoramento aos mecanismos vigente, tanto permanentes quanto temporárias, que visam o incremento do potencial de tais mecanismos no endereçamento da sobrecontratação tanto deste ano de 2020, marcado pelos efeitos excepcionais da pandemia de COVID-19, quanto de anos futuros, quando se espera um mercado mais próximo da normalidade histórica.</i></p> <p><i>A tabela a seguir resume tais contribuições por mecanismo, fazendo uma avaliação da situação atual, as contribuições para aprimoramento, o período de aplicação e os resultados esperados. Destaca-se que todas as propostas aqui contidas procuraram considerar os possíveis efeitos aos consumidores já destacados por esta Agência, visando assim aprimorar os mecanismos de forma a evitar efeitos colaterais às tarifas.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS								
#	Entidade	Texto					Aproveitamento	Justificativa
		Mecanismo	Avaliação atual	Proposta	Aplicação	Resultados		
		MCS D EN A-0	-Cenário de sobrecontratação generalizada das distribuidoras reduz as chances de efetividade	-Permitir a participação de geradores em atraso nos processamentos	Permanente	-Aumento do potencial dos processamentos intra-anuais sem oferecer riscos aos consumidores cativos		
		MCS D EN Excepcional	-Regra não permite participação de geradores em operação comercial em nenhum produto de MCS D EN, reduzindo o potencial do mecanismo no cenário excepcional atual	-Permitir, excepcionalmente a cessão de lastro (convencional ou I0) das Ds para os Gs em operação comercial caso haja sobras remanescentes, utilizando-se de produtos de longo prazo	Temporária (enquanto durarem os efeitos da pandemia de COVID-19)	-Redução da sobrecontratação das distribuidoras direcionada para os efeitos da pandemia -Proteção do consumidor contra efeitos negativos na CDE (lastro convencional ou I0) -Elevação do Pmix no horizonte dos produtos é compensado pela redução das sobras involuntárias das distribuidoras (Art. 9º do Decreto 10.350/20), beneficiando o consumidor final		
		Acordos Bilaterais (Geradores em atraso)	- Regra atual endereça corretamente as necessidades dos agentes	- Manutenção do mecanismo atual	Permanente	- Proporciona alívio do custo de uma energia que não será entregue pelo gerador em atraso		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS							
#	Entidade	Texto			Aproveitamento	Justificativa	
		<p>Acordos Bilaterais (Geradores em operação comercial)</p>	<p>-Regra atual impede realização de acordos com geradores em operação comercial, reduzindo o potencial do mecanismo</p>	<p>-É acordado volume de energia que será vendida pela distribuidora ao gerador em operação, limitado ao volume contratado entre as partes e ao preço negociado no respectivo leilão. -CCEE registra um contrato de venda para D e um contrato de compra para o G e/ou C (análogo ao MVE) -Comercialização de energia convencional ou IO -Manutenção dos CCEARs -Retorno do Componente Financeiro, com compartilhamento do bônus na proporção de 50%.</p>	<p>Permanente</p>	<p>-Nova modalidade expande o potencial do mecanismo e protege o consumidor de efeitos negativos de Pmix e CDE -Pode gerar ganhos ao consumidor em acordos que geram componentes financeiros positivos -Flexibilidade em relação a prazos pode viabilizar interesse maior dos geradores</p>	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS					
#	Entidade	Texto		Aproveitamento	Justificativa
		<p>MVE</p> <p>-Indefinição da regra atual de repasse e a comparação de todos os produtos com o PLD aumentam o nível de risco percebido pelas distribuidoras em relação ao mecanismo</p>	<p>-Preço das operações do MVE de longo prazo (6 meses, 12 meses e anos posteriores) deve ser comparado ao Pmix das Ds</p> <p>- Caso a venda das sobras involuntárias seja realizada a um preço superior ao Pmix, o ganho da operação será compartilhado com o consumidor, na proporção de 50%, independente do PLD que venha a ser realizado no período da venda</p>	<p>Permanente</p>	<p>-Adequação ajusta o objetivo do mecanismo, que deve ser o de mitigar o risco</p> <p>-Eventuais ganhos de operação compartilhados com o consumidor</p> <p>- Aumento da efetividade do mecanismo em cenários de normalidade</p>
<p><i>3 Consulta cujo objetivo era obter subsídios para a proposta de atualização das faixas de acionamento e dos valores dos adicionais das Bandeiras Tarifárias para o Ciclo 2020/2021.”</i></p> <p>[Adicionalmente, a CPFL Energia encaminhou planilha de cálculo disponível no link https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=fUDpgcNV&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle</p>					

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		le=1&p p state=normal&p p mode=view&p p col id=column-2&p p col pos=1&p p col count=2& participacaopublica WAR participacaopub		
42	ENEL BRASIL	<p>A empresa sugere a possibilidade de redução de contratos de energia de reserva. Sugere também que seja permitida a descontração de CCEAR de empreendimentos em operação comercial por meio do MCSDEN e da REN 711, com a cessão de lastro convencional ou convencional especial para os geradores e com devolução do custo do risco hidrológico, ainda que seja apenas por períodos maiores, de 3 anos. Alertam que é necessário definir os critérios de repasse tarifário do MVE. Sugere produtos mais longos no MVE, com até 3 anos. Sugere antecipar as rodadas multiofertas no MVE. Sugere a criação do MVE Ex-post. Sugere que seja exigido certificado de adimplemento para compradores do MVE. Sugere que seja exigido aporte de garantias financeiras pelos compradores do MVE. Sugere que seja permitida a participação de geradores que não estão em operação comercial nos MCSDEN A-0, além de geradores que tenham sofrido redução de garantia física ou que estejam com a operação comercial suspensa. Sugere a criação de MCSDEN Ex-post. Sugere que seja permitida a cessão de CCEAR bilateralmente entre distribuidoras. Solicitam que nos MCSDEE seja permitido reduzir cessões recebidas em outros processamentos. Solicitam que geração distribuída seja passível de redução contratual, assim como a saída de consumidores livres. Sugerem a realização de leilão reverso para descontração de CCEAR de térmicas com CVU elevado. Sugerem a realização de leilão reverso para descontração de CCEAR de térmicas de maneira ampla. Sugere que a energia de Itaipu seja rateada para todas as distribuidoras do SIN a partir de 2023.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p><i>“1.2. Descontração de Energia de Reserva e alívio ao “caixa” das distribuidoras</i> <i>Ainda destaca-se outra possibilidade a ser avaliada por esta agência: dos geradores reduzirem contratos regulados de forma voluntária e temporária, de modo a reduzir 1) as obrigações de pagamento por parte das concessionárias (preservando seu fluxo de caixa e, conseqüentemente, beneficiando os consumidores finais) e, 2) a sobrecontratação advinda dos efeitos da Pandemia, reconhecida como involuntária conforme o Decreto 10.350/20.</i></p>	Parcialmente aceita.	Ver seções III.2.1 a III.2.5. O último processamento do MVE de 2020 ocorreu em setembro. Quanto à cessão de montantes recebidos em MCSDEE, esse tema foi tratado no fechamento da 1ª fase da CP 42/2020.


CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>No tocante aos CCEARs, a ANEEL recentemente deliberou acerca da viabilidade da adoção de tal encaminhamento de redução de contratos. Entende a ENEL que providência semelhante poderia ser adotada em relação aos Contratos de Energia de Reserva - CER, os quais apresentam obrigações de entrega de energia ao Sistema Elétrico e que, da mesma forma que no caso das reduções de CCEARs, trariam, com sua redução temporária, alívio de caixa para as distribuidoras e possibilidade de mitigação do porte da Conta COVID e dos custos acessórios associados.</i></p> <p><i>Considerando o atual cenário de demanda reprimida e sobreoferta de energia, a mencionada redução temporária nos montantes de Reserva não necessariamente afetaria a segurança do sistema e permitiria o decremento do Encargo de Energia de Reserva – EER na proporção dos montantes reduzidos. Além disso, como, neste momento, os CERs têm custo maior do que a projeção do PLD, o EER devido por consumidores livres e regulados sofreria também um decremento pelo fato de que a energia de reserva efetivamente gerada continuaria sendo entregue ao Sistema e seria liquidada a um PLD potencialmente inferior ao preço dos CERs.</i></p> <p><i>Do lado do gerador, evitaria o cômputo, para fins de ressarcimento, da energia gerada no período de redução de contrato. Neste sentido, quando, nos próximos meses de Julho, Agosto e Setembro deste ano, houver a apuração anual e quadrienal da entrega de energia no âmbito dos CERs e do respectivo ressarcimento, a energia contratada do período de redução não entraria no cálculo. O eventual ressarcimento - somado a percentuais de multa - devido por usinas que estão gerando abaixo dos limites se daria nos 12 meses subsequentes enquanto a proposta descrita traz impacto imediato.</i></p> <p><i>Em vista do exposto, a ENEL propõe que seja criado mecanismo de descontração voluntária e temporária de Contratos de Energia de Reserva, tendo presente os seguintes benefícios:</i></p> <p><i>(i) Alívio no caixa das distribuidoras contribuindo para a redução do aporte de Encargos de Energia de Reserva;</i></p> <p><i>(ii) Alívio ao resultado dos geradores que deveriam ter obrigações por ressarcimento contratual.</i></p> <p>2. SOBRE AS PROPOSTAS DE FLEXIBILIZAÇÃO DO MCSD, DA RESOLUÇÃO NORMATIVA 711/2016 E DO MVE</p>		

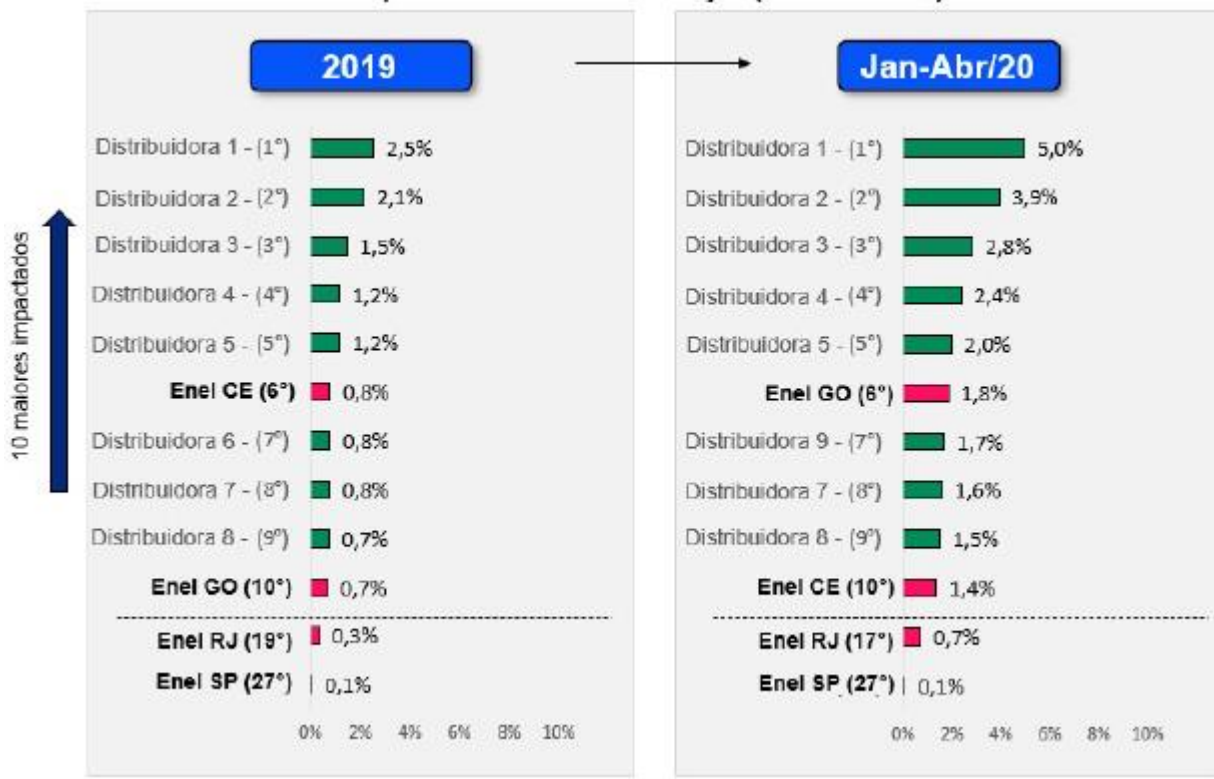
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>2.1. Da participação de usinas em operação comercial no MCSDEN e na descontração bilateral pela Resolução Normativa 711/2016:</u></p> <p><i>A Resolução Normativa 711/2016, antes de ser alterada pela Resolução Normativa nº 824/2018, permitia a celebração de acordos bilaterais entre as partes signatárias de CCEAR, independente do projeto estar ou não em operação comercial. Já o MCSD Energia Nova - MCSDEN que foi estabelecido através da REN 693/2015 - alterada pela REN 727/2016, a qual também foi revista pela Resolução Normativa nº 824/2018, permitia, além da troca de energia entre as distribuidoras, a descontração de CCEAR por parte de geradores a partir de um mecanismo centralizado, independente do projeto estar ou não em operação comercial, sendo mais um instrumento disponível às distribuidoras para gerenciar suas sobras contratuais. Nele, caso as sobras declaradas pelas distribuidoras superem os déficits, é permitida a participação dos geradores através de um leilão reverso, em que os CCEAR com preços mais elevados são descontratados primeiro até que todas as sobras sejam compensadas ou que todas as ofertas de redução sejam contempladas.</i></p> <p><i>Os normativos foram criados em um período de sobra estrutural de energia das distribuidoras, o qual exigiu mecanismos voltados para uma situação de contração de mercado⁴, tendo sido importantes ferramentas para as distribuidoras gerenciarem seus balanços energéticos⁵. Ambas as ferramentas representaram um avanço na regulamentação vigente de forma a possibilitar maior gestão das distribuidoras frente a variações inesperadas da carga.</i></p> <p><i>Neste sentido, a ENEL entende que os mecanismos acima citados, mantendo os projetos que se encontram em operação comercial, são mecanismos importantes na gestão do portfólio e em situações de sobrecontratação como a atual vão ao encontro do alívio financeiro dos agentes e da modicidade tarifária dos consumidores finais.</i></p> <p><i>Outra questão relativa à REN 711/2016 que merece um endereçamento adequado, em linha com as preocupações expostas pela SRM, é o tratamento a ser conferido à energia descontratada bilateralmente de empreendimentos de fontes incentivadas e daqueles que tenham repactuado o risco hidrológico. A descontração de energia destes empreendimentos gera impactos negativos aos consumidores, uma vez que gera ônus para a CDE, no caso das fontes incentivadas, e libera uma parcela da energia contratada</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>dos empreendimentos que repactuaram o risco hidrológico, sem que parte deste risco transferido aos consumidores retorne para o vendedor.</i></p> <p><i>Uma forma de prevenir tais efeitos seria, uma alternativa de mecanismo estritamente financeiro, uma operação de SWAP de energia, onde no momento do registro do acordo, ao invés de reduzir o montante contratado entre as partes, registrar um contrato de venda da distribuidora para o gerador no exato montante a ser negociado e com mesmo preço de venda. Caso o contrato seja relativo a empreendimento de fonte incentivada, a energia deste contrato de venda seria registrada como IO, ou seja, incentivada, porém sem direito a desconto na TUSD/TUST. Esta medida, além de resolver o problema de oneração da CDE, resolve também a questão da necessidade dos vendedores solicitarem anuência aos bancos financiadores, pois os montantes originalmente contratados não são alterados. De maneira análoga, para os contratos de empreendimentos que tenham repactuado o risco hidrológico, seria registrado um contrato de venda da distribuidora para o gerador, de igual preço e com retorno proporcional dos efeitos do risco hidrológico calculado e transferido inicialmente para as distribuidoras. Caso a SEM entenda que pode ainda sim haver arbitragem por parte dos geradores, alternativamente pode-se estabelecer um prazo mínimo para o registro de acordos envolvendo empreendimentos em operação comercial, como forma de desvincular a marcação de preço a um PLD conjuntural.</i></p> <p><i>Ressaltamos que essa proposta, por se tratar apenas de um instrumento financeiro de SWAP de energia, não fere o direito previsto em lei do gerador que possui desconto de energia incentivada, uma vez que sua energia gerada (a qual lastreia esse direito do desconto) permaneceria atrelada ao seu contrato regulado, e o que ele teria direito a comercializar no mercado livre seria a energia IO entregue pela distribuidora.</i></p> <p><i>A vantagem de um mecanismo como a REN 711 sobre o MVE é permitir a negociação bilateral em qualquer momento do ano. Devido à matriz elétrica brasileira, de forte dependência hídrica, há elevada volatilidade de preços ao longo das semanas, de forma que poder negociar a energia em semanas de maior preço no mercado livre confere maior flexibilidade de negociação e, portanto, potencial de trazer maiores benefícios aos consumidores.</i></p> <p><i>Por outro lado, o MCSDEN, operacionalizado através de um leilão reverso, em que os contratos mais caros são os primeiros a serem descontratados, garante o atendimento ao princípio de modicidade tarifária.</i></p> <p><i>Vale ainda destacar que o MCSDEN prioriza a troca de energia entre distribuidoras deficitárias e</i></p>		

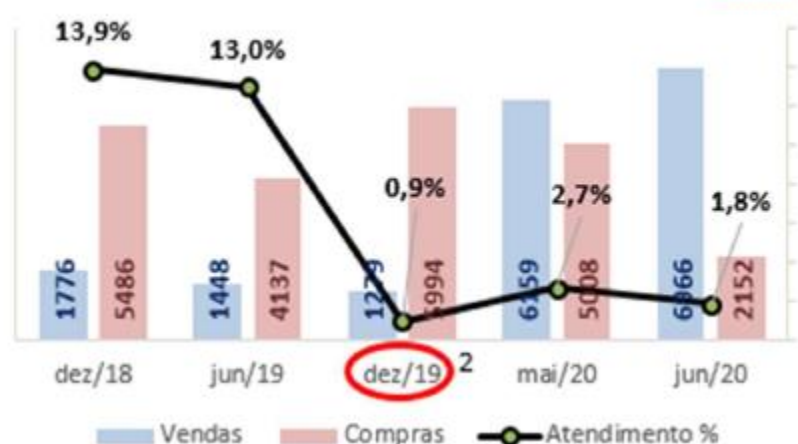
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>superavitárias, sendo o gerador agente passivo neste mecanismo. Apenas nos casos em que as sobras de energia superam os déficits há a possibilidade de o gerador participar das reduções contratuais, priorizados a partir do preço de venda mais elevado.</i></p> <p><i>O MCSDEN pode trazer como incentivos adicionais aos geradores uma melhor gestão de penalidades de lastro advindas do CCEAR ou possibilidade de redução da quantidade vendida de energia, bem como prazos de descontração não atingidos hoje pelo MVE.</i></p> <p><i>Com a assunção da crise promovida pela pandemia pelo COVID-19, o cenário de sobrecontratação das distribuidoras projetado para 2020 se mostra desafiador. Portanto, a manutenção da REN 711/2016 e da REN 693/2015 para os projetos que se encontram em operação comercial se mostra importante para manter a flexibilidade da distribuidora para realizar ajustes em seu nível de contratação frente a eventos inesperados e para eventuais ajustes da sazonalidade de sua carga.</i></p> <p><i>A exposição de motivos que culminaram na proibição de empreendimentos em operação comercial pela REN 824/2018 citou a justa preocupação dos mecanismos não permitirem possibilidade de arbitragem de preços no mercado curto prazo frente aos preços dos contratos regulados, especialmente em anos de PLD alto.</i></p> <p><i>Para se desvincular a negociação/descontração de energia em ambos os mecanismos da possibilidade de arbitragem de preços (PLD projetado x preço do CCEAR) por parte dos geradores, é possível restringir ambos os mecanismos a um prazo de 3 anos. Para os distribuidores, o prazo poderia ser concatenando com uma estratégia de declaração de demanda nula no Leilão A-4, constituindo uma redução uniforme de energia em seu horizonte de contratação futuro. A proposta evita arbitragem de preços já que em 3 anos devido ao aumento da incerteza na projeção de PLD. Em outras palavras, a decisão do gerador é tomada com base em um nível de PLD mais estrutural, tendendo ao Preço Médio de Expansão, do que ao PLD conjuntural no horizonte de curto prazo.</i></p> <p><u>2.2. Das melhorias nos mecanismos MCSDEN e MVE</u></p> <p><i>Quanto à flexibilização dos mecanismos de gestão contratual existentes, a SRM pontua em sua análise a necessidade de se dosar a redução do custo de sobrecontratação no curto prazo com efeitos indesejáveis a médio e longo prazos, oriundos de elevação em PMIX pela eventual descontração de contratos mais</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>baratos, de reflexos no custeio da CDE e da repactuação do risco hidrológico. Além disso, recorda que já foi ampliado de 15% para 30% o limite de venda de excedentes pelas distribuidoras no MVE. Posteriormente, é tecida um breve histórico da criação dos regulamentos que instituíram o MCSD-EN, os Acordo Bilaterais e o MVE.</i></p> <p><i>Em que pese concordarmos com as preocupações expostas pela SRM, entendemos que o endereçamento proposto é insuficiente para equacionar adequadamente o problema da sobrecontratação.</i></p> <p><i>É de suma importância recordar que o problema da sobrecontratação das distribuidoras não é recente e muito menos ocasionado pela pandemia de COVID-19. A pandemia apenas acentuou um problema já existente. O cenário de sobrecontratação elevada vivenciado pelas distribuidoras deve, conforme levantamento realizado pela ABRADDEE, estender-se ao menos até 2024. Tal cenário reduz substancialmente a eficácia de alguns mecanismos de troca exclusivas entre distribuidoras, como o MCSD, seja de energia nova ou existente.</i></p> <p><i>Diversos outros fatores têm contribuído para a elevação do risco na gestão na cobertura contratual de consumo das distribuidoras, tais como:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>(i) Frustração dos crescimentos de mercado contratados desde 2014, devido à crise econômica e à dificuldade na recuperação da economia vivenciados pelo país;</i> <i>(ii) Dificuldades na redução de contratos em razão da migração ao ACL de consumidores livres, em função da insuficiência de energia existente no portfólio das distribuidoras;</i> <i>(iii) Redução contínua dos limites para migração ao ACL;</i> <i>(iv) Propostas em discussão para liberalização do Mercado Livre (PLS 232);</i> <i>(v) Políticas de incentivo ao desenvolvimento de Geração Distribuída e Resposta da Demanda.</i> <p><i>A título argumentativo e de ilustração, apresentamos análise sob o impacto de apenas um dos itens listados acima na gestão do nível de contratação da Enel Distribuição Goiás – ENEL GO. Impacto calculado de acordo com a estimativa da geração, utilizando-se um fator de capacidade de aproximadamente 20% (a depender de sua posição geográfica) sob o total de capacidade instalada dos sistemas na área de concessão da respectiva distribuidora. Para fins de projeção, a taxa utilizada foi a média de crescimento absoluto da capacidade instalada entre janeiro e maio de 2020. Percebe-se claramente uma tendência no</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																		
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																														
		<p><i>crescimento exponencial dos impactos da Geração Distribuída sobre o nível de contratação das distribuidoras. É importante lembrar que o crescimento verificado da quantidade de empreendimentos em muito superou os estudos realizados pela própria ANEEL em 2015 e 2017. Se nada for feito, teremos mais um fator para elevação da sobrecontratação das distribuidoras sem que elas tenham meios adequados de ajustar os montantes contratados de seus portfolios.</i></p> <p style="text-align: center;">ENEL GO</p> <p>Impacto Nível de Contratação</p>  <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico ENEL GO</caption> <thead> <tr> <th>Ano/Período</th> <th>Impacto Nível de Contratação (%)</th> <th>Estimativa Geração (MWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>0,5%</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>2019</td> <td>0,9%</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Jan/20</td> <td>1,6%</td> <td>21</td> </tr> <tr> <td>Fev/20</td> <td>1,9%</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>Mar/20</td> <td>2,0%</td> <td>26</td> </tr> <tr> <td>Abr/20</td> <td>2,2%</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>Mai/20</td> <td>2,3%</td> <td>32</td> </tr> <tr> <td>2020 (Projetado)</td> <td>2,5%</td> <td>35</td> </tr> <tr> <td>2021 (Projetado)</td> <td>4,6%</td> <td>65</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Expandindo o escopo da análise para as distribuidoras com carga cativa superior a 500MWh, pode ser observado distribuidoras com impactos superiores ao retratado acima. Principalmente devido a uma aceleração mais acentuada a partir do segundo semestre de 2019.</i></p>	Ano/Período	Impacto Nível de Contratação (%)	Estimativa Geração (MWh)	2018	0,5%	4	2019	0,9%	10	Jan/20	1,6%	21	Fev/20	1,9%	24	Mar/20	2,0%	26	Abr/20	2,2%	30	Mai/20	2,3%	32	2020 (Projetado)	2,5%	35	2021 (Projetado)	4,6%	65		
Ano/Período	Impacto Nível de Contratação (%)	Estimativa Geração (MWh)																																
2018	0,5%	4																																
2019	0,9%	10																																
Jan/20	1,6%	21																																
Fev/20	1,9%	24																																
Mar/20	2,0%	26																																
Abr/20	2,2%	30																																
Mai/20	2,3%	32																																
2020 (Projetado)	2,5%	35																																
2021 (Projetado)	4,6%	65																																

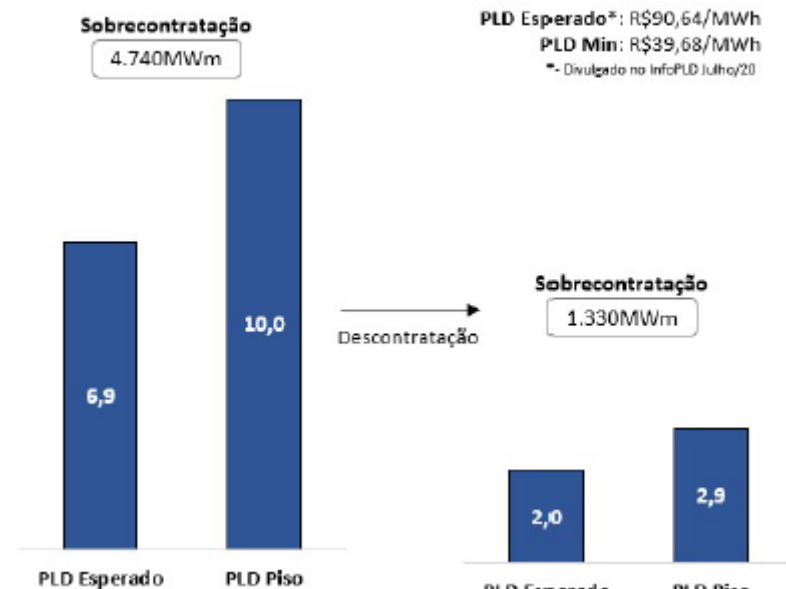
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																								
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																				
		<p style="text-align: center;">Impacto no Nível de Contratação (DX > 500MWm)</p>  <table border="1"> <caption>Impacto no Nível de Contratação (DX > 500MWm)</caption> <thead> <tr> <th>Rank</th> <th>Entidade</th> <th>2019 (%)</th> <th>Jan-Abr/20 (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Distribuidora 1 - (1ª)</td><td>2,5%</td><td>5,0%</td></tr> <tr><td>2</td><td>Distribuidora 2 - (2ª)</td><td>2,1%</td><td>3,9%</td></tr> <tr><td>3</td><td>Distribuidora 3 - (3ª)</td><td>1,5%</td><td>2,8%</td></tr> <tr><td>4</td><td>Distribuidora 4 - (4ª)</td><td>1,2%</td><td>2,4%</td></tr> <tr><td>5</td><td>Distribuidora 5 - (5ª)</td><td>1,2%</td><td>2,0%</td></tr> <tr><td>6</td><td>Enel CE (6ª)</td><td>0,8%</td><td>Enel GO (6ª) 1,8%</td></tr> <tr><td>7</td><td>Distribuidora 6 - (7ª)</td><td>0,8%</td><td>Distribuidora 9 - (7ª) 1,7%</td></tr> <tr><td>8</td><td>Distribuidora 7 - (8ª)</td><td>0,8%</td><td>Distribuidora 7 - (8ª) 1,6%</td></tr> <tr><td>9</td><td>Distribuidora 8 - (9ª)</td><td>0,7%</td><td>Distribuidora 8 - (9ª) 1,5%</td></tr> <tr><td>10</td><td>Enel GO (10ª)</td><td>0,7%</td><td>Enel CE (10ª) 1,4%</td></tr> <tr><td>11</td><td>Enel RJ (19ª)</td><td>0,3%</td><td>Enel RJ (17ª) 0,7%</td></tr> <tr><td>12</td><td>Enel SP (27ª)</td><td>0,1%</td><td>Enel SP (27ª) 0,1%</td></tr> </tbody> </table>	Rank	Entidade	2019 (%)	Jan-Abr/20 (%)	1	Distribuidora 1 - (1ª)	2,5%	5,0%	2	Distribuidora 2 - (2ª)	2,1%	3,9%	3	Distribuidora 3 - (3ª)	1,5%	2,8%	4	Distribuidora 4 - (4ª)	1,2%	2,4%	5	Distribuidora 5 - (5ª)	1,2%	2,0%	6	Enel CE (6ª)	0,8%	Enel GO (6ª) 1,8%	7	Distribuidora 6 - (7ª)	0,8%	Distribuidora 9 - (7ª) 1,7%	8	Distribuidora 7 - (8ª)	0,8%	Distribuidora 7 - (8ª) 1,6%	9	Distribuidora 8 - (9ª)	0,7%	Distribuidora 8 - (9ª) 1,5%	10	Enel GO (10ª)	0,7%	Enel CE (10ª) 1,4%	11	Enel RJ (19ª)	0,3%	Enel RJ (17ª) 0,7%	12	Enel SP (27ª)	0,1%	Enel SP (27ª) 0,1%		
Rank	Entidade	2019 (%)	Jan-Abr/20 (%)																																																					
1	Distribuidora 1 - (1ª)	2,5%	5,0%																																																					
2	Distribuidora 2 - (2ª)	2,1%	3,9%																																																					
3	Distribuidora 3 - (3ª)	1,5%	2,8%																																																					
4	Distribuidora 4 - (4ª)	1,2%	2,4%																																																					
5	Distribuidora 5 - (5ª)	1,2%	2,0%																																																					
6	Enel CE (6ª)	0,8%	Enel GO (6ª) 1,8%																																																					
7	Distribuidora 6 - (7ª)	0,8%	Distribuidora 9 - (7ª) 1,7%																																																					
8	Distribuidora 7 - (8ª)	0,8%	Distribuidora 7 - (8ª) 1,6%																																																					
9	Distribuidora 8 - (9ª)	0,7%	Distribuidora 8 - (9ª) 1,5%																																																					
10	Enel GO (10ª)	0,7%	Enel CE (10ª) 1,4%																																																					
11	Enel RJ (19ª)	0,3%	Enel RJ (17ª) 0,7%																																																					
12	Enel SP (27ª)	0,1%	Enel SP (27ª) 0,1%																																																					
		<p><i>Se nada for feito, teremos mais um fator para elevação da sobrecontratação das distribuidoras sem que elas tenham meios adequados de ajustar os montantes contratados de seus portfólios. Em face do exposto, entendemos ser de suma importância uma flexibilização dos mecanismos de gestão contratual das distribuidoras, mas de uma maneira perene e não apenas em razão dos efeitos da pandemia de COVID-19. A flexibilização é necessária para que se possa adequar a regulamentação ao novo nível de risco</i></p>																																																						

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>percebido pelas distribuidoras. Desta forma a ENEL concorda com as alterações propostas por esta agência aos mecanismos MCSDEN e MVE, tais quais:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Aumento da periodicidade do MCSDEN A-1 para duas vezes por ano (uma em junho e outra antes do Leilão de Energia Existente A-1);</i> • <i>Aumento da periodicidade do MVE Anual;</i> • <i>Aumento do horizonte e gama dos produtos do MVE mensais para: 2 anos, 1 ano, 1 semestre, 1 trimestre e 1 mês.</i> <p><i>Não obstante o benefício apresentado pela adoção de tais medidas, a ENEL entende que outras melhorias e produtos adicionais poderiam ser vislumbradas aos mecanismos existentes:</i></p> <p>a. MVE: <i>Com relação ao MVE, preliminarmente, é importante apresentar as seguintes considerações. O primeiro MVE foi realizado no final de 2018, sem que fosse definido o tratamento tarifário a ser adotado para apuração de eventuais benefícios ou prejuízos verificados na venda de excedentes dentre do limite de 100% a 105% de nível de contratação ou de sobras involuntárias. Apesar disso, havia uma expectativa com relação ao eventual critério a ser adotado. Contudo, a AP 025/2019 trouxe riscos adicionais de impacto devido à sazonalidade mensal inicialmente não esperado pelas distribuidoras. Outro ponto de preocupação é saber o nível de sobrecontratação involuntária com antecedência de forma a precisar qual a parcela do Consumidor e qual a parcela do Distribuidor. Como consequência disto, a partir do processamento de junho/2019, inclusive, constata-se um menor nível de eficácia na negociação de ofertas no MVE.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																												
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																								
		<p>Gráfico 2: Ofertas e Resultados - Produto 6 meses (MWm)</p>  <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico 2: Ofertas e Resultados - Produto 6 meses (MWm)</caption> <thead> <tr> <th>Mês</th> <th>Vendas (MWm)</th> <th>Compras (MWm)</th> <th>Atendimento %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>dez/18</td> <td>1776</td> <td>5486</td> <td>13,9%</td> </tr> <tr> <td>jun/19</td> <td>1448</td> <td>4137</td> <td>13,0%</td> </tr> <tr> <td>dez/19</td> <td>1279</td> <td>1994</td> <td>0,9%</td> </tr> <tr> <td>mai/20</td> <td>6159</td> <td>5008</td> <td>2,7%</td> </tr> <tr> <td>jun/20</td> <td>6066</td> <td>2152</td> <td>1,8%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Portanto, conforme exposto acima, é fundamental concluir a AP 025/2019, para que se defina o critério de apuração do resultado da venda de excedentes. Além deste ponto, há outras melhorias possíveis ao mecanismo:</p> <p>(i) Aumento da oferta de produtos futuros em todas as rodadas: outro ponto importante e que pode contribuir é a possibilidade da oferta de produtos futuros e de maior prazo em todas as rodadas. Exemplo: até final do ano A+1, A+2 ou A+3. É uma forma de desvinculação dos preços das projeções de curto prazo de PLD. Outro ponto importante a ser alterado, de forma a trazer mais liquidez e oportunidades de diminuição dos riscos, seria somente na rodada desses produtos executar a comparação do preço de venda com o preço médio dos contratos das distribuidoras. O maior risco que a sobrecontratação precisa proteger é da liquidação SPOT da sobre em PLD's baixos e ao mesmo tempo não faz sentido no longo prazo a distribuidora mitigar o risco do consumidor mas assumir todo o risco do PLD eventualmente subir em meses futuros e especificamente nesses meses ser onerada dessa diferença de preços no momento do reajuste tarifário. Como essa venda tem prazo maior que um ano, propomos que o valor de venda seja corrigido por IPCA anualmente.</p>	Mês	Vendas (MWm)	Compras (MWm)	Atendimento %	dez/18	1776	5486	13,9%	jun/19	1448	4137	13,0%	dez/19	1279	1994	0,9%	mai/20	6159	5008	2,7%	jun/20	6066	2152	1,8%		
Mês	Vendas (MWm)	Compras (MWm)	Atendimento %																									
dez/18	1776	5486	13,9%																									
jun/19	1448	4137	13,0%																									
dez/19	1279	1994	0,9%																									
mai/20	6159	5008	2,7%																									
jun/20	6066	2152	1,8%																									

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>(ii) Antecipação do processamento de rodadas multiofertas, previsto para 2021, de forma a tornar o MVE mais dinâmico e compatível com as diferentes percepções de riscos do tomador de decisão, permitindo tanto à distribuidora quanto ao comprador ofertar mais de um preço e volume em todos produtos negociados.</p> <p>(iii) Criação de MVE Ex-Post Mensal: Esse mecanismo permitiria às empresas liquidarem tanto a sobrecontratação quanto à necessidade de energia sendo conhecido o PLD, carga e geração do mês realizado.</p> <p>(iv) Certificado de adimplemento para compradores: deve-se exigir, a exemplo dos leilões regulados e MCSD-EN, que os compradores comprovem a regularidade com as obrigações intrassetoriais, mediante apresentação de Certificado de Adimplemento emitido pela SAF/ANEEL. O Mecanismo deve estar disponível aos bons pagadores. Tal exigência tem por objetivo incentivar a adimplência setorial;</p> <p>(v) Aporte de garantias compradores: deve-se exigir também, ao menos nos produtos com prazo superior a 3 meses, que haja aporte de garantias de participação, que posteriormente seriam liberadas para aqueles que não obtivessem sucesso na aquisição de energia. Já para aqueles que adquirirem energia, a garantia seria convertida em garantia de fiel cumprimento da aquisição do produto. Hoje o MVE, na forma como é operado (registro contra pagamento) permite ao comprador arbitrar, comparando o preço do MVE com os preços de mercado, se deseja ou não continuar com o contrato. Caso não deseje, basta não efetuar o pagamento que o contrato não é registrado e é cancelado, voltando a energia para a distribuidora. Isto impacta negativamente a gestão do nível de contratação das distribuidoras, que ficam com uma expectativa que pode não vir a ser realizada. Imagine hipoteticamente o caso de uma distribuidora que, acima de 105%, resolve participar do último MVE do ano: ela vende montante suficiente para cumprir o limite (ceteris paribus), mas a energia pode em algum momento retornar para ela, no todo ou em parte, caso o comprador resolva que não deseja mais aquela energia. Hoje, a única penalidade para o comprador é a suspensão temporária da participação em MVEs, o que pode ser contornado através da participação de outras empresas do mesmo grupo econômico. Considerando que a resolução de um contrato é um direito legítimo das partes, uma alternativa seria permitir a resolução mediante o pagamento de uma</p>		

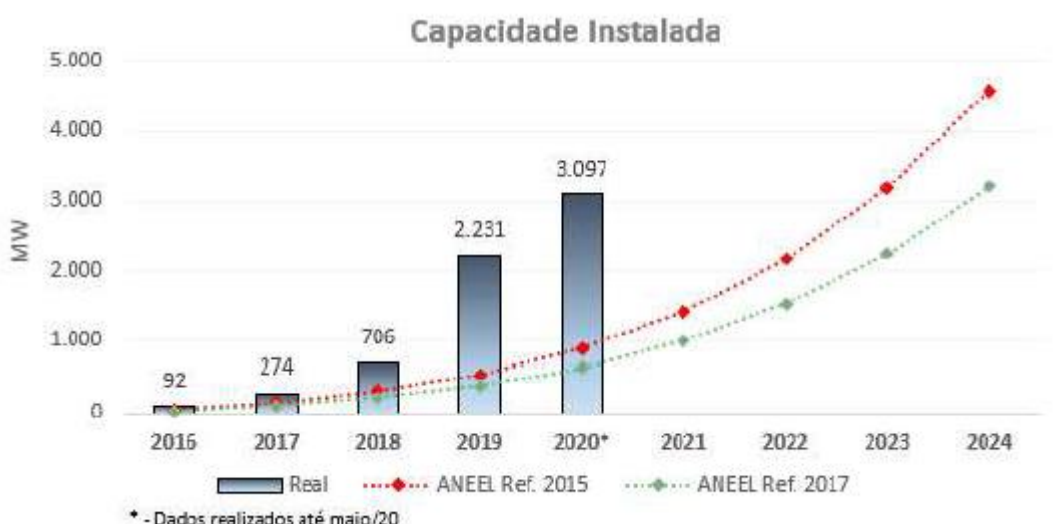
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>multa rescisória de 50% do valor da energia contratada remanescente, cuja receita seria compartilhada entre acionista e consumidor na proporção de 50%/50%.</i></p> <p><u>b. MCSDEN de Curto/Médio Prazos:</u></p> <p><i>(i) Permitir ofertas de redução nos MCSDs A0 para geradores que ainda não tenham entrado em operação comercial. Além disso, poderiam, também, ofertar reduções geradores que tenham sofrido redução da garantia física ou que estejam com a operação comercial suspensa: atualmente, os MCSDs A0 só possibilitam a participação de distribuidoras e considerando o cenário de sobrecontratação sistêmico previsto até 2024, é de se esperar, como já se tem observado, uma eficácia mínima ou nula de troca entre distribuidoras nestes processamentos. Uma forma de elevar a eficácia destes processamentos seria permitir ofertas de redução nos MCSDs A0 para geradores em atraso/operação suspensa/com garantia física reduzida.</i></p> <p><i>(ii) Permitir ofertas de redução para geradores em operação comercial em MCSDs de mais longo prazo, condicionado ao selo IO para energia negociada de fontes incentivadas e ressarcimento de eventual RH repactuado: Poderiam ser criados produtos com término mais longo, por exemplo até o final do ano A+1, A+2 ou A+3, desde que seja condicionado à atribuição do selo IO para energia recontratada pelos geradores de fontes incentivadas e/ou ressarcimento de eventual RH repactuado. A operacionalização desse MCSD EN poderia ser equacionada de tal forma que os contratos de longo prazo (que em sua maioria dos casos são dados como recebíveis aos bancos de financiamento) não precisariam ser aditivados. Essa recompra da energia seria feita de forma análoga ao MVE porém com preço equivalente ao original do leilão numa espécie de instrumento financeiro adicionado pra permitir tanto a neutralização dos custos que não seriam mais repassados ao consumidor (risco hidrológico)</i></p> <p><i>quanto a alteração do lastro liberado pro gerador com selo IO. Com relação à preocupação da arbitragem de preços, um prazo maior de desconstrução associado e/ou uma maior antecedência de processamento do MCSD, bem como à realização prévia do MVE poderiam garantir maior eficiência ao processo permitindo uma maior proteção ao consumidor. Conforme defendido pela ANEEL, o MVE mesmo em situação de preços baixos, permite uma diminuição do prejuízo ao</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>consumidor na venda no produto PLD + ágio. Nessa mesma linha, essa proposta de MCSD EN permite uma redução do prejuízo do consumidor maior ainda pois na pior das hipóteses, no caso de redução do percentil 10% dos contratos mais baratos das distribuidoras (@R\$134/MWh) permitiria uma economia de quase 5 bilhões até o final de 2021 se considerarmos a sobrecontratação de 110% (ou 4.740MW médios) conforme compartilhado pelo levantamento feito pela ABRADDEE dos primeiros impactos de retração das cargas percebidos na pandemia do COVID-19 em abril de 2020. O gráfico abaixo demonstra o benefício percebido pelo consumidor com o aumento da oferta de geradores mesmo com preços baixos mas tendo como consequência a diminuição tanto da perda esperada quanto da sobrecontratação devido a expressiva diminuição do risco atrelado a liquidação da sobre à PLD's mais baixos. Pra facilitar na sensibilidade, o período da comparação considerado foi de julho de 2020 a dezembro de 2021.</p> <p style="text-align: center;">Impacto Sobrecontratação (Bilhões de R\$)</p>  <p>The chart illustrates the impact of over-contracting (Sobrecontratação) and under-contracting (Descontratação) on PLD Expected and PLD Floor. The y-axis represents the impact in billions of R\$. The x-axis shows PLD Esperado and PLD Piso for both scenarios. The 'Sobrecontratação' scenario shows a PLD Esperado of 6,9 and a PLD Piso of 10,0, with a total impact of 4.740MWm. The 'Descontratação' scenario shows a PLD Esperado of 2,0 and a PLD Piso of 2,9, with a total impact of 1.330MWm. An arrow labeled 'Descontratação' points from the 'Sobrecontratação' scenario to the 'Descontratação' scenario, indicating a reduction in both metrics.</p> <p> PLD Esperado*: R\$90,64/MWh PLD Min: R\$39,68/MWh <small>*- Divulgado no InfoPLD Julho/20</small> </p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																															
		<p><i>Abaixo na tabela estão organizadas as premissas do cálculo.</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2">Antes Descontratação</th> <th colspan="2">Após Descontratação</th> <th>Var. PLD Esp.</th> <th>Var. PLD Min.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NC Brasil</td> <td colspan="2">110,7%</td> <td colspan="2">103%</td> <td>-7,7%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>NET Brasil (MWm)</td> <td colspan="2">4.740</td> <td colspan="2">1.330</td> <td>-3.409²</td> <td></td> </tr> <tr> <td>PLD Esp.</td> <td>90,64</td> <td>-</td> <td>90,64</td> <td>-</td> <td>-</td> <td></td> </tr> <tr> <td>PLD Min.</td> <td>-</td> <td>39,68</td> <td>-</td> <td>39,68</td> <td>-</td> <td></td> </tr> <tr> <td>PMIX (R\$/MWh)</td> <td colspan="2">200,8</td> <td colspan="2">206,0</td> <td>5,2</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Impacto da Sobre¹:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2">Antes</th> <th colspan="2">Após</th> <th>Var.</th> <th>Var.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Bilhões R\$</td> <td>6,9</td> <td>10,0</td> <td>2,0</td> <td>2,9</td> <td>-4,8</td> <td>-7,1</td> </tr> <tr> <td>R\$/MWh</td> <td>12,0</td> <td>17,6</td> <td>3,5</td> <td>5,1</td> <td>-8,5</td> <td>-12,5</td> </tr> </tbody> </table> <p>¹- Impacto calculado por (PMIX-PLD) x NET Brasil x Horas ²- Descontratação com preço médio de R\$128/MWh</p> <p><i>Como mostrado acima, a redução da sobrecontratação de julho de 2020 até dez de 2021 produz resultados muito benéficos ao consumidor (de R\$4,8 até R\$7,1 Bilhões). Apesar da piora no PMIX de R\$5,2/MWh temos, de forma equivalente, uma melhora de R\$8,5/MWh até R\$12,5/MWh na sobrecontratação (a conta foi feita considerando a divisão dos Bilhões de reais pela carga cativa considerada no período de 43,4 GWm).</i></p> <p>(iii) Criar MCSD-EN Ex-Post, incluindo geradores: criação de um MCSD-EN Ex-Post com a participação dos geradores. Esse mecanismo permitiria às empresas liquidarem tanto a sobre quanto necessidade já sabido o PLD, carga e geração do mês realizado.</p> <p>(iv) Cessão de CCEARs bilateralmente entre distribuidoras: possibilitar a negociação de cessão de CCEARs entre duas distribuidoras de forma bilateral. Isso porque algumas vezes, devido à incerteza de ter sua sobra/déficit integralmente atendido no MCSD (não se sabe com antecedência se haverá no agregado nacional mais declarações de sobras ou de déficits), a distribuidora com déficit deixe</p>		Antes Descontratação		Após Descontratação		Var. PLD Esp.	Var. PLD Min.	NC Brasil	110,7%		103%		-7,7%		NET Brasil (MWm)	4.740		1.330		-3.409 ²		PLD Esp.	90,64	-	90,64	-	-		PLD Min.	-	39,68	-	39,68	-		PMIX (R\$/MWh)	200,8		206,0		5,2			Antes		Após		Var.	Var.	Bilhões R\$	6,9	10,0	2,0	2,9	-4,8	-7,1	R\$/MWh	12,0	17,6	3,5	5,1	-8,5	-12,5		
	Antes Descontratação		Após Descontratação		Var. PLD Esp.	Var. PLD Min.																																																													
NC Brasil	110,7%		103%		-7,7%																																																														
NET Brasil (MWm)	4.740		1.330		-3.409 ²																																																														
PLD Esp.	90,64	-	90,64	-	-																																																														
PLD Min.	-	39,68	-	39,68	-																																																														
PMIX (R\$/MWh)	200,8		206,0		5,2																																																														
	Antes		Após		Var.	Var.																																																													
Bilhões R\$	6,9	10,0	2,0	2,9	-4,8	-7,1																																																													
R\$/MWh	12,0	17,6	3,5	5,1	-8,5	-12,5																																																													

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>de priorizar a troca como mecanismo de recuperação do nível de contratação e participe de um Leilão de compra de energia, ainda que haja distribuidoras com sobras que poderiam se beneficiar da troca. A possibilidade do acerto bilateral dá a certeza necessária para a consecução da troca em detrimento do leilão. Essa cessão bilateral permitiria ajustes de portfólio em anos específicos futuros e em momentos decisórios importantes pra aumentar a eficiência dos leilões e MCSD's;</i></p> <p><u>c. MCSD de Energia Existente:</u></p> <p><i>(i) Permitir devolução/redução de cessões recebidas de MCSDs anteriores:</i> outra proposta seria a inclusão de cessões recebidas em outros processamentos de MCSD no montante passível de nova cessão ou redução. Esta limitação foi criada na época em que os CCEARs eram reajustados na data de reajuste das distribuidoras que adquiriam os CCEARs originalmente, e servia para simplificar a operacionalização pela CCEE. Atualmente não faz mais sentido a sua manutenção, pois os leilões vigentes de energia existente já preveem em seus editais uma data única de reajuste para todos, ou preço fixo nos produtos com prazo de até 2 anos.</p> <p><i>(i) Equiparar a GD à saída de consumidores livres:</i> o limite de repasse dos custos de compra de energia às tarifas dos consumidores finais representa, de certa forma, o nível de risco reconhecido em parte pela legislação na atividade de gestão da cobertura contratual de consumo pelas distribuidoras. Este limite, que inicialmente era de 103%, foi posteriormente alterado para 105%. Entretanto, conforme já relatado anteriormente, diversos fatores têm contribuído para um aumento no nível de risco percebido no desenvolvimento desta atividade. Um deles merece especial destaque: o crescimento exponencial da implantação de geração distribuída (muito além do que a própria ANEEL projetou em seus próprios estudos em 2015 e 2017), atualmente subsidiada em componentes além da Compra de Energia (Encargos Setoriais, Transmissão, Distribuição, Perdas) na tarifa de energia com possibilidade de uso de créditos no Sistema de Compensação em meses posteriores.</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p style="text-align: center;">Capacidade Instalada</p>  <p style="text-align: center;">* - Dados realizados até maio/20</p> <p>Somente considerando a capacidade instalada até maio de 2020, sem nenhuma projeção futura de crescimento, e considerando um fator de capacidade de geração de 20%, o impacto¹ em 2020 da sobrecontratação adicional para o consumidor seria na ordem de R\$576 milhões. Nessa conta de impacto consideramos um preço médio do portfólio das distribuidoras de R\$200,76/MWh (fonte: estudo da ANEEL de revisão das bandeiras de 2020) e um PLD estimado para o ano de 2020 de R\$90,64/MWh (fonte: infoPLD ccee julho de 2020).</p> <p>3. DEMAIS PROPOSTAS DE DESCONTRATAÇÃO:</p> <p><u>3.1. Leilão reverso para descontratação de CCEARs de térmicas com CVU elevado</u></p> <p>A seguir seguem duas alternativas regulatórias para implementação de medidas de amortecimento tarifário, que sintetizam a oportunidade de descontratação de CCEARs com térmicas de alto custo variável unitário, aproveitando-se da negociação de financiamentos bancários por conta dos efeitos da pandemia</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>como instrumento para quitação antecipada das receitas fixas a receber. Ressalta-se que ambas produzem redução tarifária.</i></p> <p><u><i>Alternativa 1: Leilão de descontração</i></u> <i>A primeira alternativa de implementação seria a promoção pela ANEEL de um leilão de descontração com critério de seleção baseado no maior deságio sobre o valor presente líquido das receitas fixas a receber.</i> <i>O lance mínimo poderia ser o valor presente líquido das receitas fixas calculado pela taxa do financiamento da Conta-COVID (ou pela taxa de remuneração regulatória do segmento de geração prevista no Submódulo 12.3 do PRORET).</i> <i>A vantagem dessa alternativa é permitir o processo de contestação e maximização dos deságios, não obstante seja necessário impor um montante de descontração inferior ao volume total dos CCEARs, de modo a promover a competição pela descontração.</i> <i>Seria possível ainda estabelecer-se uma regra de ampliação da demanda por descontração na medida em que os deságios aumentem durante o leilão. A sistemática é um pouco mais complexa nesse segundo caso, mas pode conduzir a maximização do binômio deságio e volume descontratado.</i></p> <p><u><i>Alternativa 2: Chamada Pública</i></u> <i>A descontração permite ainda o formato de chamada pública. Arbitra-se uma taxa de desconto superior ao custo da taxa da dívida da Conta-COVID e descontrata-se as térmicas que aceitarem o valor presente líquido das receitas fixas a receber descontadas a essa taxa.</i> <i>A vantagem dessa alternativa é a simplicidade e rapidez de sua implementação. A taxa de remuneração do Submódulo 12.3 do PRORET serviria perfeitamente a esse propósito. O potencial de descontração é elevado, conforme demonstra a figura abaixo:</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																																																																																																																
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Empreendimento</th> <th>Leilão</th> <th>CVU</th> <th>2022</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>DAJA</td><td>1º LEN</td><td>884,58</td><td>19</td></tr> <tr><td>XAVANTE</td><td>1º LEN</td><td>1.269,99</td><td>21</td></tr> <tr><td>ALTOS</td><td>1º LEN</td><td>764,27</td><td>7</td></tr> <tr><td>ARACATI</td><td>1º LEN</td><td>764,27</td><td>6</td></tr> <tr><td>BATURITÉ</td><td>1º LEN</td><td>764,27</td><td>6</td></tr> <tr><td>CPO MAIOR</td><td>1º LEN</td><td>764,27</td><td>7</td></tr> <tr><td>CAUCAIA</td><td>1º LEN</td><td>764,27</td><td>8</td></tr> <tr><td>CRATO</td><td>1º LEN</td><td>764,27</td><td>7</td></tr> <tr><td>IGUATU</td><td>1º LEN</td><td>764,27</td><td>8</td></tr> <tr><td>JUAZEIRO N</td><td>1º LEN</td><td>764,27</td><td>8</td></tr> <tr><td>MARAMBAIA</td><td>1º LEN</td><td>764,27</td><td>7</td></tr> <tr><td>PECÉM</td><td>1º LEN</td><td>764,27</td><td>8</td></tr> <tr><td>NAZÁRIA</td><td>1º LEN</td><td>764,27</td><td>7</td></tr> </tbody> </table> <p>119 MWm</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Empreendimento</th> <th>Leilão</th> <th>CVU</th> <th>2023</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>GOSÂNIA II</td><td>1º LEN</td><td>921,85</td><td>58,5</td></tr> <tr><td>GOSÂNIA II - PT</td><td>1º LEN</td><td>921,85</td><td>6,5</td></tr> <tr><td>XAVANTE</td><td>1º LEN</td><td>1.269,99</td><td>1</td></tr> <tr><td>CAMACARI AP I</td><td>2º LEN</td><td>1.112,59</td><td>101</td></tr> <tr><td>CAMACARI PI</td><td>2º LEN</td><td>1.112,59</td><td>101</td></tr> <tr><td>PETROLINA</td><td>2º LEN</td><td>1.220,68</td><td>84</td></tr> <tr><td>POTIGUAR</td><td>2º LEN</td><td>1.361,23</td><td>27</td></tr> <tr><td>POTIGUAR III</td><td>2º LEN</td><td>1.361,22</td><td>29</td></tr> <tr><td>PAU FERRO I</td><td>2º LEN</td><td>1.532,65</td><td>46</td></tr> <tr><td>TERMOANAUS</td><td>2º LEN</td><td>1.532,65</td><td>70</td></tr> </tbody> </table> <p>524 MWm</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Empreendimento</th> <th>Leilão</th> <th>CVU</th> <th>2024</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>VSANA</td><td>4º LEN</td><td>643,24</td><td>121</td></tr> <tr><td>MARACANAU I</td><td>4º LEN</td><td>621,96</td><td>119</td></tr> <tr><td>TERMOGABO</td><td>4º LEN</td><td>635,51</td><td>38</td></tr> <tr><td>TERMOE</td><td>4º LEN</td><td>640,43</td><td>123</td></tr> <tr><td>TERMOF</td><td>4º LEN</td><td>640,43</td><td>123</td></tr> <tr><td>CAMPINA GDE</td><td>4º LEN</td><td>643,25</td><td>119</td></tr> <tr><td>GLOBAL I</td><td>4º LEN</td><td>729,75</td><td>105</td></tr> <tr><td>GLOBAL II</td><td>4º LEN</td><td>729,75</td><td>109</td></tr> <tr><td>GERAMAR I</td><td>4º LEN</td><td>643,23</td><td>120</td></tr> <tr><td>GERAMAR II</td><td>4º LEN</td><td>643,23</td><td>120</td></tr> </tbody> </table> <p>1.097 MWm</p> <p>Total 1.740 MWm</p>	Empreendimento	Leilão	CVU	2022	DAJA	1º LEN	884,58	19	XAVANTE	1º LEN	1.269,99	21	ALTOS	1º LEN	764,27	7	ARACATI	1º LEN	764,27	6	BATURITÉ	1º LEN	764,27	6	CPO MAIOR	1º LEN	764,27	7	CAUCAIA	1º LEN	764,27	8	CRATO	1º LEN	764,27	7	IGUATU	1º LEN	764,27	8	JUAZEIRO N	1º LEN	764,27	8	MARAMBAIA	1º LEN	764,27	7	PECÉM	1º LEN	764,27	8	NAZÁRIA	1º LEN	764,27	7	Empreendimento	Leilão	CVU	2023	GOSÂNIA II	1º LEN	921,85	58,5	GOSÂNIA II - PT	1º LEN	921,85	6,5	XAVANTE	1º LEN	1.269,99	1	CAMACARI AP I	2º LEN	1.112,59	101	CAMACARI PI	2º LEN	1.112,59	101	PETROLINA	2º LEN	1.220,68	84	POTIGUAR	2º LEN	1.361,23	27	POTIGUAR III	2º LEN	1.361,22	29	PAU FERRO I	2º LEN	1.532,65	46	TERMOANAUS	2º LEN	1.532,65	70	Empreendimento	Leilão	CVU	2024	VSANA	4º LEN	643,24	121	MARACANAU I	4º LEN	621,96	119	TERMOGABO	4º LEN	635,51	38	TERMOE	4º LEN	640,43	123	TERMOF	4º LEN	640,43	123	CAMPINA GDE	4º LEN	643,25	119	GLOBAL I	4º LEN	729,75	105	GLOBAL II	4º LEN	729,75	109	GERAMAR I	4º LEN	643,23	120	GERAMAR II	4º LEN	643,23	120		
Empreendimento	Leilão	CVU	2022																																																																																																																																																	
DAJA	1º LEN	884,58	19																																																																																																																																																	
XAVANTE	1º LEN	1.269,99	21																																																																																																																																																	
ALTOS	1º LEN	764,27	7																																																																																																																																																	
ARACATI	1º LEN	764,27	6																																																																																																																																																	
BATURITÉ	1º LEN	764,27	6																																																																																																																																																	
CPO MAIOR	1º LEN	764,27	7																																																																																																																																																	
CAUCAIA	1º LEN	764,27	8																																																																																																																																																	
CRATO	1º LEN	764,27	7																																																																																																																																																	
IGUATU	1º LEN	764,27	8																																																																																																																																																	
JUAZEIRO N	1º LEN	764,27	8																																																																																																																																																	
MARAMBAIA	1º LEN	764,27	7																																																																																																																																																	
PECÉM	1º LEN	764,27	8																																																																																																																																																	
NAZÁRIA	1º LEN	764,27	7																																																																																																																																																	
Empreendimento	Leilão	CVU	2023																																																																																																																																																	
GOSÂNIA II	1º LEN	921,85	58,5																																																																																																																																																	
GOSÂNIA II - PT	1º LEN	921,85	6,5																																																																																																																																																	
XAVANTE	1º LEN	1.269,99	1																																																																																																																																																	
CAMACARI AP I	2º LEN	1.112,59	101																																																																																																																																																	
CAMACARI PI	2º LEN	1.112,59	101																																																																																																																																																	
PETROLINA	2º LEN	1.220,68	84																																																																																																																																																	
POTIGUAR	2º LEN	1.361,23	27																																																																																																																																																	
POTIGUAR III	2º LEN	1.361,22	29																																																																																																																																																	
PAU FERRO I	2º LEN	1.532,65	46																																																																																																																																																	
TERMOANAUS	2º LEN	1.532,65	70																																																																																																																																																	
Empreendimento	Leilão	CVU	2024																																																																																																																																																	
VSANA	4º LEN	643,24	121																																																																																																																																																	
MARACANAU I	4º LEN	621,96	119																																																																																																																																																	
TERMOGABO	4º LEN	635,51	38																																																																																																																																																	
TERMOE	4º LEN	640,43	123																																																																																																																																																	
TERMOF	4º LEN	640,43	123																																																																																																																																																	
CAMPINA GDE	4º LEN	643,25	119																																																																																																																																																	
GLOBAL I	4º LEN	729,75	105																																																																																																																																																	
GLOBAL II	4º LEN	729,75	109																																																																																																																																																	
GERAMAR I	4º LEN	643,23	120																																																																																																																																																	
GERAMAR II	4º LEN	643,23	120																																																																																																																																																	
		<p>Após a conclusão da descontratação, por qualquer um dos mecanismos acima elencados, a ANEEL poderia promover uma rodada de MCSD-EN com prazo de vigência das trocas em 48 a 60 meses, de forma a possibilitar ajustes complementares nos portfólios das distribuidoras.</p> <p>Eventualmente, em caso de retomada da economia e necessidade de recontratação desta energia para o longo prazo, poderia haver leilões para contratação de produtos que sejam supridos independentemente da fonte, porém com especificidade de requisitos técnicos, dando oportunidade de participação de novas tecnologias como fontes renováveis com armazenamento, ou projetos híbridos.</p> <p>Destacamos que as alternativas apresentadas são variantes dos mecanismos desenvolvidos pela ANEEL para tratamento da sobrecontratação das distribuidoras, notadamente aqueles que promovem a redução</p>																																																																																																																																																		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																														
#	Entidade	Texto					Aproveitamento	Justificativa																																						
		<p><i>permanente de CCEARs via mecanismo competitivo ou bilateral (Resoluções Normativas 711 de 2016 e 693 de 2015). A proposta também guarda relação com o Mecanismo de Descontratação de Energia de Reserva promovido pelo Ministério de Minas e Energia após edição do Decreto 9.019 de 2017 e com o teor do PLS 232/2016, antecipando medida salutar de caráter regulatório que já se insere nas competências da Agência e que dispensaria, portanto, a edição de lei para tratamento do tema.</i></p> <p><i>Segue abaixo o impacto calculado para as distribuidoras do grupo ENEL da redução dos contratos com CVU alto. Foi dividido em duas tabelas por conta do impacto em 2020 ser diferente (redução de apenas seis meses, jul-dez).</i></p> <table border="1" data-bbox="479 676 1612 1023"> <thead> <tr> <th></th> <th>Empresa</th> <th>Montante (MWm)</th> <th>Rec. Fixa Semestre (MR\$)</th> <th>Impacto NC (%)</th> <th>Impacto PMIX¹ (%)</th> <th>Economia Rec. Fixa Mensal¹ (MR\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">2020</td> <td>Enel CE</td> <td>44</td> <td>24</td> <td>-1,6%</td> <td>-0,5%</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Enel GO</td> <td>44</td> <td>24</td> <td>-1,5%</td> <td>-0,4%</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Enel RJ</td> <td>33</td> <td>18</td> <td>-1,2%</td> <td>-0,4%</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Enel SP</td> <td>143</td> <td>78</td> <td>-1,8%</td> <td>-0,5%</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>265</td> <td>144</td> <td>-1,6%</td> <td>-0,5%</td> <td>24</td> </tr> </tbody> </table>						Empresa	Montante (MWm)	Rec. Fixa Semestre (MR\$)	Impacto NC (%)	Impacto PMIX ¹ (%)	Economia Rec. Fixa Mensal ¹ (MR\$)	2020	Enel CE	44	24	-1,6%	-0,5%	4	Enel GO	44	24	-1,5%	-0,4%	4	Enel RJ	33	18	-1,2%	-0,4%	3	Enel SP	143	78	-1,8%	-0,5%	13	Total	265	144	-1,6%	-0,5%	24		
	Empresa	Montante (MWm)	Rec. Fixa Semestre (MR\$)	Impacto NC (%)	Impacto PMIX ¹ (%)	Economia Rec. Fixa Mensal ¹ (MR\$)																																								
2020	Enel CE	44	24	-1,6%	-0,5%	4																																								
	Enel GO	44	24	-1,5%	-0,4%	4																																								
	Enel RJ	33	18	-1,2%	-0,4%	3																																								
	Enel SP	143	78	-1,8%	-0,5%	13																																								
	Total	265	144	-1,6%	-0,5%	24																																								

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS										
#	Entidade	Texto						Aproveitamento	Justificativa	
		2021	Empresa	Montante (MWm)	Rec. Fixa Anual (MR\$)	Impacto NC (%)	Impacto PMIX¹ (%)	Impacto PMIX² (%)	Economia Rec. Fixa Mensal² (MR\$)	
			Enel CE	44	48	-3,0%	-0,7%	-0,6%	3	
			Enel GO	44	47	-2,8%	-0,9%	-0,5%	3	
			Enel RJ	33	36	-2,3%	-0,5%	-0,4%	2	
			Enel SP	143	156	-3,3%	-1,3%	-0,7%	9	
			Total	265	288	-3,1%	-1,0%	-0,6%	16	
		¹ - Impacto calculado considerando a saída dos contratos do portfólio; ² - impacto calculado considerando a saída dos contratos e o pagamento do empréstimo;								
		<p><u>Premissas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Usinas térmicas com CVU superiores a R\$400/MWh; • Atendimento de 100% de redução destas usinas; • Taxa de 10,55% para cálculo do valor presente das Receitas Fixas das usinas - (taxa de remuneração regulatória do segmento de geração prevista no Submódulo 12.3 do PRORET, como consta na proposta da ABRADÉE); • Valor do empréstimo será pago em cinco anos à taxa SELIC (3%) a partir de 2021. 								
		<p>3.2 Leilão reverso de desconstratação de CCEAR com Térmicas</p> <p>De forma análoga a desconstratação dos CCEAR's de CVU alto, criar um produto amplo para todos os geradores térmicos que queiram fazer redução integral e temporária dos contratos, produtos de 2 a 5 anos, retirando estas usinas do deck de geração do país. Nestes leilões reversos consagrariam vencedores os Geradores que ofertassem maiores reduções percentuais sobre a receita fixa, denominado deságio. Em contrapartida as usinas terão antecipação do recebimento da receita fixa com deságio do período da redução contratual e expressiva redução nos custos fixos e nos contratos de combustível no período de hibernação. O leilão iniciaria com deságio mínimo igual ao custo de captação de recursos pelas</p>								

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Distribuidoras, que deve seguir os padrões centralizados apresentados na conta COVID e limite máximo de descontração estipulado pela ANEEL, de forma a limitar estas reduções a valores inferiores a Sobrecontratação do país, gerando competição entre os geradores participantes.</i></p> <p><i>Os efeitos para as distribuidoras são:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>(i) Menor sobrecontratação;</i> <i>(ii) Diluição dos custos mensais em maior período em vista que o crédito deve ter prazo mais longo que o produto de redução, exemplo produto de 2 anos com crédito de 4 anos;</i> <i>(iii) Efeito praticamente nulo de redução de receita no SPOT por redução de exposição versus menores custos com Efeito Disponibilidade das Térmicas;</i> <i>(iv) Redução de custos para o consumidor, já que a diferença entre deságio da receita fixa e o custo de crédito será percebida na tarifa.</i> <p><u>3.3. Rateio da parte brasileira de Itaipu para todo SIN a partir de 2023 ou 2024</u></p> <p><i>Propomos também que após o fim do tratado de Itaipu já se preveja antecipadamente a distribuição das cotas associadas a metade da energia que garantidamente está vinculado aos consumidores do Brasil para todas as distribuidoras do SIN a partir de meados de 2023 (ou 2024).</i></p> <p><i>O fim do tratado ocorre em meados de 2023 e como já estamos com menos de 3 anos antes deste fim, é imprescindível que tenhamos uma definição ao menos da parcela da usina associada ao Brasil, de forma a permitir com que os leilões e MCSD's tenham uma maior segurança quanto aos montantes de energias dos contratos futuros.</i></p> <p><i>Propomos que essa parcela da energia de ITAIPU tenha uma tarifa definida de forma compatível com a metodologia associada a renovação através das cotas (CCGF) de forma a devolver para o consumidor um benefício em prol da modicidade tarifária tão necessária para frear os aumentos do preço da energia para o consumidor.</i></p> <p>4. CONCLUSÕES:</p> <p><i>Diante do exposto acima, resumidamente a ENEL propõe:</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>i. Que relativo ao mecanismo centralizado de diferimento opta-se pela opção 3 - “Mecanismo Centralizado com múltiplos compradores”. E não há empecilho para o diferimento de parcela da GAG de usinas cotistas dos Leilões nº 12/2015 e nº 01/2017 nos mesmos moldes do mecanismo para os demais CCEARs, desde que se permaneça a voluntariedade da adesão ao mesmo. Ressalva-se, porém, que é preciso haver critério específico para a apuração da CVA; e também que os custos financeiros do diferimento sejam repassados às tarifas, independente da alternativa escolhida pela Aneel, na proporção do limite regulatório para atendimento ao mercado e das sobras involuntárias;</i></p> <p><i>ii. Descontratação voluntária e temporária de Contratos de Energia de Reserva, para alívio de caixa das distribuidoras e alívio no resultado dos geradores, em contrapartida aos ressarcimentos contratuais;</i></p> <p><i>iii. Que geradores em operação comercial possam participar de mecanismo financeiro, SWAP, para a operacionalização por MCSD EN e/ou Acordos Bilaterais;</i></p> <p><i>iv. Concordamos com as propostas da ANEEL de: (a) aumento da periodicidade do MCSDEN A-1 para duas vezes por ano (uma em junho e outra antes do Leilão de Energia Existente A-1); (b) aumento da periodicidade do MVE Anual; (c) aumento do horizonte e gama dos produtos do MVE mensais para: 2 anos, 1 ano, 1 semestre, 1 trimestre e 1 mês.</i></p> <p><i>v. Outras melhorias e produtos adicionais no MVE e MCSD:</i></p> <p><i>a. MVE: (i) definição do critério de apuração do resultado da venda de excedentes (AP 025/2019); (ii) possibilidade da oferta de produtos futuros e de maior prazo em todas as rodadas; (iii) antecipação do processamento de rodadas multiofertas; (iv) criação de MVE Ex-Post Mensal; (v) exigência de certificados de adimplemento dos compradores, e; (vi) exigência de garantias financeiras dos compradores.</i></p> <p><i>b. MCSDEN de Curto/Médio Prazos: (i) permitir ofertas de redução nos MCSDs A0 para geradores em atraso, em operação suspensa e/ou com garantia física reduzida; (ii) permitir ofertas de redução para geradores em operação comercial em MCSDs de mais longo prazo, condicionado ao selo IO para energia negociada de fontes incentivadas e ressarcimento de eventual RH repactuado (criação de produtos com término mais longo, até o final do ano A+1, A+2 ou A+3);</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>(iii) criação de um MCSD-EN Ex-Post com a participação dos geradores; (iv) cessão de CCEARs bilateralmente entre distribuidoras.</i></p> <p><i>c. MCSD de Energia Existente: (i) permitir devolução/redução de cessões recebidas de MCSDs anteriores; (ii) equiparar a Geração Distribuída à saída de consumidores livres.</i></p> <p><i>vi. Possibilitar a criação de leilão reverso para desconstratação de CCEARs de CVU elevado: (i) implementação de um leilão de desconstratação com critério de seleção baseado no maior deságio sobre o valor presente líquido das receitas fixas a receber, ou; (ii) desconstratação por meio de chamada pública, onde será arbitrado uma taxa de desconto superior ao custo da taxa da dívida da Conta-COVID e desconstrata-se as térmicas que aceitarem o valor presente líquido das receitas fixas a receber descontadas a essa taxa.</i></p> <p><i>vii. Possibilitar, de forma análoga ao item anterior, leilão reverso para desconstratação de CCEARs de Térmicas a fim de criar um produto amplo para todos os geradores térmicos que queiram fazer redução integral e temporária dos contratos, sendo produtos de 2 a 5 anos e excluindo estas usinas do deck de geração do país.</i></p> <p><i>viii. Rateio da parte brasileira de Itaipu para todo SIN a partir de 2023 ou 2024.</i></p> <hr/> <p><i>4 O modelo de comercialização vigente, com a lógica de contratação antecipada em até 7 anos da expansão do mercado por meio dos leilões de energia nova, foi concebido para um contexto de expansão do mercado cativo. Tal contexto não tem se verificado nos últimos anos, caracterizados por alta volatilidade de carga cativa, seja pelas intensidades dos ciclos econômicos, seja pela liberação regulatória do mercado potencialmente livre.</i></p> <p><i>5 O portfólio das distribuidoras de energia elétrica é especialmente inflexível, pois quase sua totalidade hoje se referem a Cotas Reguladas (PROINFA, Itaipu, CCEN, CCGF) e leilões de energia nova de longo prazo. Por essa característica, seu preço pode, com o tempo, se distanciar do preço transacionado no mercado livre, deixando a opção de venda de energia no MVE menos competitiva.”</i></p>		

ANEXO II

RELATÓRIO DE ANÁLISE DE CONTRIBUIÇÕES
CONSULTA PÚBLICA nº 37/2020
CONTRIBUIÇÕES 43 a 65

- Aceita
- Não aceita
- Parcialmente aceita

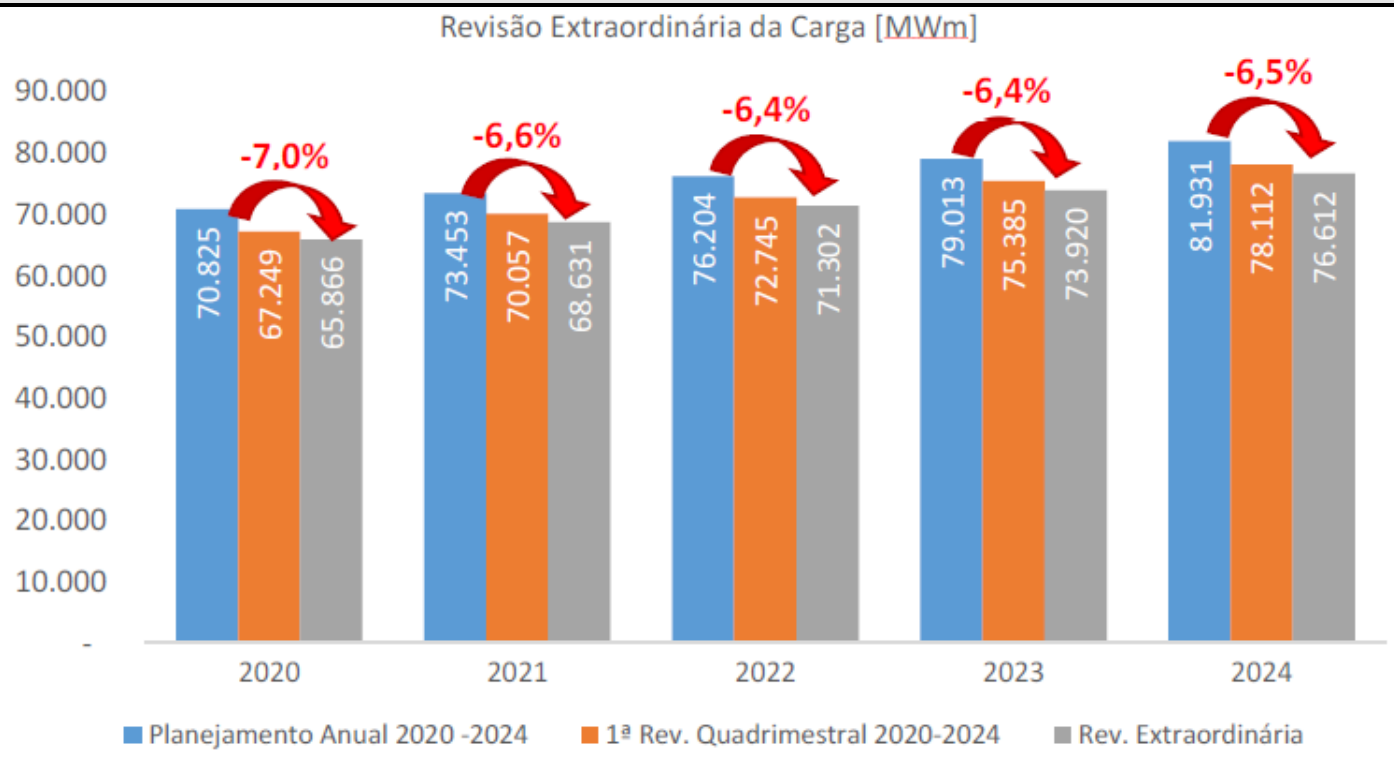
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
III.1 - MODULAÇÃO DE PAGAMENTOS RELATIVOS À COMPRA DE ENERGIA DAS DISTRIBUIDORAS				
43	ENGIE	<p>A empresa apoia a alternativa 3 e defende que o mecanismo de diferimento deve ser voluntário.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p><i>“I. Sobre os Mecanismos De Diferimento De Receita Fixa dos CCEAR</i></p> <p><i>A ENGIE entende que mecanismos de diferimento de receita dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) são opções viáveis para o alívio do caixa das distribuidoras. No entanto, destaca que é primordial e inevitável que tais mecanismos sejam voluntários, a fim de preservar a segurança jurídico-regulatória de respeito aos contratos.</i></p> <p><i>Dito isto, defendemos a implementação do mecanismo proposto e defendido pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM/ANEEL) na Nota Técnica nº 64/2020–SRM/ANEEL (NT), qual seja, o Mecanismo Centralizado com Múltiplos Vendedores.</i></p> <p><i>Adicionalmente, a ENGIE não vê impedimentos para a participação das usinas cotistas licitadas no mecanismo proposto acima para diferimento das receitas contratuais de Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO).</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<i>Ressaltamos, que é estritamente necessário que a participação no referido mecanismo seja absolutamente voluntária, inclusive para os geradores cotistas. ..."</i>		
44	EQUATORIAL ENERGIA	<p>A empresa solicita que o mecanismo de diferimento seja de participação voluntária dos agentes. A empresa solicita que o diferimento não seja apurado pela CVA. Solicita que a CCEE elabore relatórios detalhados com os valores envolvidos. A empresa entende que o custo da operação deve ser repassado à tarifa dos consumidores cativos na proporção da parcela que o risco está alocado a eles.</p> <p><u>Justificativa:</u> "2. Diferimento do Pagamento de Contratos Regulados <i>A Nota Técnica nº 64/2020–SRM/ANEEL tratou de analisar a proposta constante da Nota Técnica nº 01/2020–GMSE/ANEEL de 16 de abril de 2020, na qual avaliou a “possibilidade da negociação entre os agentes de geração e de distribuição para a modulação de pagamentos relativos à compra de energia” como alternativa para mitigação do “possível déficit de caixa de curto e médio prazo das distribuidoras e reduzir o montante de captação de empréstimo por meio da CDE” (MP 950, de 2020).</i> <i>Assim, a Nota Técnica nº 64/2020–SRM/ANEEL avaliou três opções de mecanismo para diferimento do pagamento de contratos regulados: (i) comprador único com participação compulsória de todas as distribuidoras; (ii) múltiplos compradores com participação opcional das distribuidoras; e (iii) múltiplos vendedores com participação opcional das distribuidoras.</i> <i>De forma sucinta, a referida NT assim propõe:</i></p> <p><i>a. Mecanismo Centralizado com Comprador Único: participação compulsória das distribuidoras. Com relação aos geradores, poderão participar aqueles que possuem contratos de CCEARs, com valores a serem diferidos limitados ao somatório de suas Receitas Fixas - RF mensais. O custo da operação será repassado nas tarifas;</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>b. Mecanismo Centralizado com múltiplos Compradores: acordos entre distribuidoras e geradores, cuja a participação das distribuidoras é opcional. O custo da operação não será repassado nas tarifas;</i></p> <p><i>c. Mecanismo Centralizado com múltiplos Vendedores: acordos entre distribuidoras e geradores, o qual as distribuidoras terão acesso as ofertas dos geradores previamente. A participação das distribuidoras é opcional e o custo da operação não será repassado nas tarifas.</i></p> <p><i>Em relação a “participação compulsória” da distribuidora, sugerimos que não seja aplicado – uma vez que a obrigatoriedade da postergação de pagamento tende a afetar de forma diversa as distribuidoras.</i></p> <p><i>A NT prevê ainda o pagamento da taxa de remuneração acima da SELIC para recompensar o gerador pelo diferimento dos recebíveis. Nesse ponto, como o Regulador irá definir o teto, acreditamos que seria razoável utilizar a taxa que será praticada na operação financeira da Conta-COVID aprovada na Resolução Normativa Nº 885, de 23 de junho de 2020.</i></p> <p><i>Ressaltamos que a proposta de diferimento do pagamento de contratos regulados apresentada pelo Regulador possa ser vista como uma medida de curto prazo para atenuar os efeitos da redução de caixa percebidos pelas distribuidoras, cumpre a Equatorial Energia alertar ao Regulador quanto a possíveis reflexos do processo de diferimento na apuração da CVA, pois a Nota Técnica nº 64/2020–SRM/ANEEL não faz menção a esse aspecto. Nossa preocupação reside em evitar impactos negativos no caixa das distribuidoras, bem como distorções no cálculo dos Componentes Financeiros das Tarifas, e, por conseguinte afetando os processos tarifários.</i></p> <p><i>Diante do exposto, a Equatorial Energia propõe que:</i></p> <p><i><u>a. A taxa de remuneração a ser cobrada pelos geradores tenha como limite até o spread do empréstimo da Conta-COVID;</u></i></p> <p><i><u>b. Não haja a participação compulsória, preservando que as propostas de diferimento sejam opcionais as distribuidoras, permitindo à cada empresa analisar suas alternativas, bem como definir suas estratégias.</u></i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>c. A ANEEL determine à CCEE que elabore os relatórios detalhados com os valores diferidos, o custo de operação e as competências dos valores envolvidos, pois serão necessários para o preenchimento da planilha de energia da CVA via duto dos pagamentos da ANEEL.</u></p> <p>3. Diferimento da Parcela de GAG de Usinas Cotistas A Nota Técnica nº 01/2020 – GMSE apresentou como proposta o diferimento da parcela de GAG Melhorias, destinada a remunerar os investimentos realizados para manter a prestação do serviço adequado, para as usinas hidrelétricas que tiveram seus contratos de concessão prorrogados, incluindo a UHE Três Irmãos que foi licitada. No entanto, tal proposta será tratada em processo diferenciado não tendo mérito de discussão nesta CP.</p> <p>Adicionalmente a Nota Técnica nº 64/2020–SRM/ANEEL apresentou a proposta do diferimento da GAG melhorias e Parcela de Retorno da Bonificação pela Outorga, para aquelas usinas hidrelétricas com contrato de concessão resultante dos Leilões nº 12, de 25/11/15, e nº 01, de 27/09/17. A proposta tratada na NT 64/2020 tem como objetivo permitir que as usinas vencedoras dos processos licitatórios “Leilão 12/2015” e “Leilão 01/2017” realizem o diferimento das receitas recebidas das distribuidoras que possuem suas cotas de garantia física, de forma não compulsória, nos mesmos moldes da oportunidade oferecida aos geradores que diferirem seus CCEARs.</p> <p>Diante da proposta apresentada, <u>a Equatorial pleiteia a inclusão no ato normativo, que os custos da operação sejam repassados às tarifas dos consumidores cativos na proporção da parcela que o risco esteja alocado a eles (limite regulatório e sobrecontratação involuntária).</u></p> <p>...”</p>		
45	LIGHT	<p>A empresa alerta para o tratamento tarifário do mecanismo de diferimento, para que o mecanismo não seja frustrado.</p> <p><u>Justificativa:</u> <u>“II IMPACTOS DA PANDEMIA DO COVID-19 NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA</u></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>O Decreto n.º 5.163/2004 regulamentou a comercialização de energia elétrica no país, conferindo às distribuidoras a responsabilidade pela contratação de energia para o seu mercado cativo:</i></p> <p><i>“Decreto n.º 5.163/2004:</i></p> <p><i>Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:</i></p> <p><i>II - os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e”</i></p> <p><i>Esta contratação é realizada, além das cotas de energia estabelecidas em Lei, através de licitações na modalidade de leilão, promovidos pela ANEEL respeitando diretrizes estabelecidas pelo MME. Devido à necessidade de obras para implantação de usinas de geração, as distribuidoras devem declarar a necessidade de contratação com 3 a 7 anos de antecedência.</i></p> <p><i>Dada a complexidade de se estimar o comportamento da carga com tamanha antecedência, e do interesse sistêmico em não ocorrer déficit de energia, o Art. 38 do Decreto n.º 5.163/2004 reconhece que “No repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, de que tratam os arts. 36 e 37, às tarifas dos consumidores finais, a Aneel deverá considerar até cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. ”.</i></p> <p><i>A expectativa de queda na atividade dos setores econômicos fez com que a EPE, CCEE e ONS solicitassem a revisão da previsão da carga no horizonte de 2020 a 2024. Esta queda refletirá em um excedente de contratos tanto no ambiente regulado quanto no livre, além da diminuição da expectativa de preços.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																		
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																														
		<p>Revisão Extraordinária da Carga [MWm]</p>  <table border="1"> <caption>Revisão Extraordinária da Carga [MWm]</caption> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Planejamento Anual 2020-2024</th> <th>1ª Rev. Quadrimestral 2020-2024</th> <th>Rev. Extraordinária</th> <th>% Variação</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2020</td> <td>70.825</td> <td>67.249</td> <td>65.866</td> <td>-7,0%</td> </tr> <tr> <td>2021</td> <td>73.453</td> <td>70.057</td> <td>68.631</td> <td>-6,6%</td> </tr> <tr> <td>2022</td> <td>76.204</td> <td>72.745</td> <td>71.302</td> <td>-6,4%</td> </tr> <tr> <td>2023</td> <td>79.013</td> <td>75.385</td> <td>73.920</td> <td>-6,4%</td> </tr> <tr> <td>2024</td> <td>81.931</td> <td>78.112</td> <td>76.612</td> <td>-6,5%</td> </tr> </tbody> </table> <p>■ Planejamento Anual 2020-2024 ■ 1ª Rev. Quadrimestral 2020-2024 ■ Rev. Extraordinária</p>	Ano	Planejamento Anual 2020-2024	1ª Rev. Quadrimestral 2020-2024	Rev. Extraordinária	% Variação	2020	70.825	67.249	65.866	-7,0%	2021	73.453	70.057	68.631	-6,6%	2022	76.204	72.745	71.302	-6,4%	2023	79.013	75.385	73.920	-6,4%	2024	81.931	78.112	76.612	-6,5%		
Ano	Planejamento Anual 2020-2024	1ª Rev. Quadrimestral 2020-2024	Rev. Extraordinária	% Variação																														
2020	70.825	67.249	65.866	-7,0%																														
2021	73.453	70.057	68.631	-6,6%																														
2022	76.204	72.745	71.302	-6,4%																														
2023	79.013	75.385	73.920	-6,4%																														
2024	81.931	78.112	76.612	-6,5%																														
		<p>Tendo em vista a excepcionalidade no comportamento do consumo de energia diante da pandemia do COVID-19, o Decreto n.º 10.350/2020, de 18 de maio de 2020, alterou o Decreto n.º 5.163/2004, reconhecendo a involuntariedade das distribuidoras na sobrecontratação de energia, dada e imprevisibilidade deste evento:</p> <p>“Decreto n.º 5.163/2004:</p>																																

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Art. 3º As obrigações de que tratam os incisos do caput do art. 2º serão aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização. [...]</i></p> <p><i>§ 6º As penalidades de que trata o caput não serão aplicáveis na hipótese de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL.</i></p> <p><i>§ 7º Entende-se por exposição contratual involuntária o não atendimento ao disposto no inciso II do caput do art. 2º, observada a avaliação do máximo esforço do agente de distribuição pela ANEEL, em razão de: [...]</i></p> <p><i>VI - redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da covid-19 apurada conforme regulação da Aneel.</i></p> <p><i>Apesar do reconhecimento pelo Poder Concedente desta involuntariedade, que mitigará os impactos econômicos para o setor de distribuição, há que se considerar que a liquidação do excedente desta contratação será repassada para o consumidor. A depender do preço do PLD, cuja tendência é de baixa devido à retração da demanda, os consumidores venderão o excedente de energia a eles alocados a um preço inferior ao preço de compra, contribuindo para o aumento da tarifa de energia nos próximos reajustes. Esta preocupação foi abordada pelo GMSE na Nota Técnica n.º 01/2020-GMSE:</i></p> <p><i>“74. Primeiro, a ANEEL já possui regulamento específico para avaliar o caráter voluntário ou involuntário das exposições ou sobrecontratações das distribuidoras no mercado de curto prazo. Essa avaliação é realizada em termos anuais, em processo específico, após o encerramento do ano civil, a partir da avaliação da atuação individual dos agentes nos mecanismos de contratação e descontração de energia e da manifestação de cada distribuidora às análises da ANEEL, garantindo-se o contraditório e a ampla defesa.</i></p> <p><i>75. Segundo, até a conclusão desse processo, todo o custo da contratação de energia e do resultado no mercado de curto prazo são repassados integralmente às tarifas nos processos tarifários ordinários (reajustes anuais ou revisões periódicas), assim como são considerados para fins de apuração mensal do Saldo da Conta Bandeiras Tarifárias.”</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>As medidas de curto prazo para redução da sobrecontratação apresentadas na NT 64/2020 e publicadas no Despacho n.º 1.661/2020, que determinam o processamento extraordinário de MCSD EN em junho e MVE em agosto, tratam dos impactos apenas de 2021.</i></p> <p><i>Pelo exposto, é imprescindível que esta CP 37/2020 busque alternativas de solução para a sobrecontratação ainda em 2020. Dada a expectativa de resultado negativo na liquidação do MCP, é preciso esgotar os mecanismos de descontração desta energia, e retomar o equilíbrio do setor.</i></p> <p>...</p> <p>VII MECANISMO DE DIFERIMENTO</p> <p><i>Diante do possível déficit de caixa das distribuidoras no curto e médio prazo, o GMSE aventou possibilidade negociação para modulação de pagamentos entre agentes de geração e distribuição para pagamentos relativos a compra de energia.</i></p> <p><i>Usinas já amortizadas em final de prazo de concessão, usinas operando em regime de cotas ou até mesmo as beneficiadas pelo standstill anunciado pelo BNDES poderiam apresentar taxas atrativas, de modo a diminuir a necessidade de resgate da Conta-COVID ou tomada de novos empréstimos no mercado.</i></p> <p><i>A NT 64/2020 apresentou três alternativas de mecanismo centralizado de diferimento, recomendando a adoção da Alternativa 3 – Mecanismo Centralizado com Múltiplos Vendedores. Neste processo os geradores apresentam livremente taxas, prazos e valores, e as contrapartes interessadas podem aderir à oferta.</i></p> <p><i>Dada a sua estrutura negocial, com valores livremente pactuados, foi recomendado o não repasse dos custos financeiros da operação aos consumidores. Importante salientar que esta alternativa mantém a voluntariedade da participação por parte das distribuidoras.</i></p> <p><i>De modo a ampliar o número de usinas participantes, a NT 64/2020 sugeriu a inclusão de usinas que obtiveram seu contrato de concessão por meio dos Leilões 12/2015 e 01/2017.</i></p> <p><i>O diferimento das obrigações de compra de energia será um importante mitigador do desequilíbrio de caixa do setor de distribuição. Porém, ainda mais pertinente neste momento está a redução destas obrigações. É</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>preciso esgotar as possibilidades de redução dos custos relacionados à compra de energia, para posteriormente diferir os pagamentos remanescentes.</i></p> <p><i>É imprescindível que a implantação deste mecanismo seja acompanhada da definição do tratamento tarifário nos reajustes das distribuidoras, evitando sua frustração.</i></p> <p><i>...”</i></p>		
46	EDP	<p>A empresa apoia a alternativa 3 de diferimento do pagamento de contratos.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p><i>“4.1.1 Modulação do pagamento de contratos regulados – proposta NT da CP 37/20</i></p> <p><i>A NT 64/20 apresentou proposta de mecanismo de negociação entre os agentes de geração e de distribuição, com vistas a modular de pagamentos relativos à compra de energia, de forma a mitigar a pressão sobre o déficit de caixa de curto e médio prazo das distribuidoras durante o período mais crítico de enfrentamento da pandemia do COVID-19, dentre as possibilidades de:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>a) diferimento do pagamento de contratos regulados</i> <i>b) diferimento de parcela da GAG de usinas cotistas</i> <i>c) suspensão do pagamento de contratos regulados mediante extensão de outorga</i> <p><i>Sobre a “c) suspensão do pagamento de contratos regulados mediante extensão de outorga”, suspendendo facultativamente o pagamento (parcial ou total) dos CCEAR, constituindo um ativo regulatório a ser acrescido à outorga do agente de geração, a EDP entende ser uma possibilidade de flexibilização interessante para compor o menu de ferramentas de gestão das distribuidoras. Porém, como já explicitado na própria NT 64/20, entendemos que tal medida exigiria ajustes legislativos, dado o caráter dos instrumentos legais que regem as outorgas de concessões/autorizações.</i></p> <p><i>Em continuação, dentre as propostas de mecanismo apresentadas para tratamento do “a) diferimento do pagamento de contratos regulados”, abarcando também o “b) diferimento de parcela da GAG de usinas cotistas”, entendemos que o modelo de “múltiplos vendedores com participação opcional das distribuidoras”, alternativa preferencial também da NT 64/20, é o mecanismo de maior possibilidade de êxito. Como o</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>gerador será o lado mais “exposto” na negociação, por depender da existência de caixa disponível e renuncia a recebíveis em um cenário de incertezas causadas pela pandemia, é natural esperar certa aversão à participação se os produtos não forem bastante flexíveis e personalizados à realidade do agente. Dessa forma, o modelo de múltiplos vendedores proposto, ao possibilitar maior liberdade ao gerador no desenho dos produtos, se mostra o mais adequado.</i></p> <p>A EDP apoia a possibilidade de diferimento de parcela da GAG de usinas cotistas, extensão de outorga dos geradores (com o devido tratamento legislativo) e do pagamento de contratos regulados através do “mecanismo de múltiplos vendedores com participação opcional das distribuidoras” proposto pela ANEEL. No entanto, a EDP entende que a ferramenta de flexibilização não deve se limitar aos aspectos financeiros/contábeis, devendo permitir também a negociação da energia, contemplando reduções centralizadas ou bilaterais, temporárias ou definitivas, aumentando o alcance de potenciais agentes e do sucesso da ferramenta no enfrentamento do período de crise.”</p>		
47	NEOENERGIA	<p>A empresa sugere que as 3 alternativas de mecanismo de diferimento podem existir e serem processados em momentos distintos. Entende que a participação das distribuidoras deve ser sempre facultativa. Para a alternativa 1, a empresa sugere que seja voluntária a participação, com troca financeira compulsória apenas em caso de participação voluntária. Entende que o custo da operação deve ser repassado à tarifa na proporção do risco (limite regulatório e sobrecontratação voluntária). A empresa sugere que o diferimento não deve ser capturado pela CVA nos reajustes tarifários.</p> <p><u>Justificativa:</u> “2 Diferimento do Pagamento de Contratos Regulados</p> <p>2.1 Mecanismo para Negociação de Diferimentos <i>Como alternativa para mitigação de possível déficit de caixa, a NT 64/2020 apresenta três modelos de mecanismos que poderiam ser utilizados como forma de negociação entre os agentes de geração e de distribuição para a modulação de pagamentos relativos à compra de energia.</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																								
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																				
		<p><i>A tabela a seguir apresenta resumidamente as principais características de cada modelo proposto na NT 64/2020:</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Itens</th> <th>1 - Comprador Único</th> <th>2 - Múltiplos Compradores</th> <th>3 - Múltiplos Vendedores</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Participação das distribuidoras</td> <td>Compulsória</td> <td>Opcional</td> <td>Opcional</td> </tr> <tr> <td>Estabelecimento do montante a ser diferido para as Distribuidoras</td> <td>Regulador estabelece o limite e distribui na proporção dos últimos 12 meses de consumo das Distribuidoras</td> <td>Distribuidora por meio das suas ofertas</td> <td>Distribuidora por meio das suas adesões às ofertas dos geradores</td> </tr> <tr> <td>Estabelecimento da taxa de remuneração da operação</td> <td>Regulador estabelece Taxa limite e Geradores fazem ofertas de Taxas</td> <td>Distribuidoras Indicam Taxa limite e Geradores fazem ofertas de Taxas</td> <td>Geradores ofertam as Taxas e Distribuidoras escolhem</td> </tr> <tr> <td>Estabelecimento de produto padrão</td> <td>Sim</td> <td>Sim</td> <td>Não</td> </tr> <tr> <td>Expectativa de <i>match</i> entre Distribuidora x Gerador</td> <td>Alta</td> <td>Baixa</td> <td>Moderada</td> </tr> <tr> <td>Necessidade de trocas financeiras entre distribuidoras</td> <td>Sim</td> <td>Não</td> <td>Não</td> </tr> <tr> <td>Custo da Operação</td> <td>Repassado à tarifa na proporção da parcela do seu risco (limite regulatório e sobrecontratação involuntária)</td> <td>Da Distribuidora</td> <td>Da Distribuidora</td> </tr> <tr> <td>Recomendado pela ANEEL</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>X</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Como pode ser visto a SRM recomenda que seja adotada a alternativa 3 de “Múltiplos Vendedores”. No entanto, entendemos que as três propostas não deveriam ser excludentes, podendo coexistirem entre si, sendo processadas em momentos distintos. Desta forma, ampliar-se-ia as opções disponíveis para a prática do diferimento dos pagamentos dos CCEARs, oportunizando que cada distribuidora pudesse adentrar naquele mecanismo que julga mais pertinente conforme sua situação de caixa e disposição de outro lado pelos geradores.</i></p>	Itens	1 - Comprador Único	2 - Múltiplos Compradores	3 - Múltiplos Vendedores	Participação das distribuidoras	Compulsória	Opcional	Opcional	Estabelecimento do montante a ser diferido para as Distribuidoras	Regulador estabelece o limite e distribui na proporção dos últimos 12 meses de consumo das Distribuidoras	Distribuidora por meio das suas ofertas	Distribuidora por meio das suas adesões às ofertas dos geradores	Estabelecimento da taxa de remuneração da operação	Regulador estabelece Taxa limite e Geradores fazem ofertas de Taxas	Distribuidoras Indicam Taxa limite e Geradores fazem ofertas de Taxas	Geradores ofertam as Taxas e Distribuidoras escolhem	Estabelecimento de produto padrão	Sim	Sim	Não	Expectativa de <i>match</i> entre Distribuidora x Gerador	Alta	Baixa	Moderada	Necessidade de trocas financeiras entre distribuidoras	Sim	Não	Não	Custo da Operação	Repassado à tarifa na proporção da parcela do seu risco (limite regulatório e sobrecontratação involuntária)	Da Distribuidora	Da Distribuidora	Recomendado pela ANEEL	-	-	X		
Itens	1 - Comprador Único	2 - Múltiplos Compradores	3 - Múltiplos Vendedores																																					
Participação das distribuidoras	Compulsória	Opcional	Opcional																																					
Estabelecimento do montante a ser diferido para as Distribuidoras	Regulador estabelece o limite e distribui na proporção dos últimos 12 meses de consumo das Distribuidoras	Distribuidora por meio das suas ofertas	Distribuidora por meio das suas adesões às ofertas dos geradores																																					
Estabelecimento da taxa de remuneração da operação	Regulador estabelece Taxa limite e Geradores fazem ofertas de Taxas	Distribuidoras Indicam Taxa limite e Geradores fazem ofertas de Taxas	Geradores ofertam as Taxas e Distribuidoras escolhem																																					
Estabelecimento de produto padrão	Sim	Sim	Não																																					
Expectativa de <i>match</i> entre Distribuidora x Gerador	Alta	Baixa	Moderada																																					
Necessidade de trocas financeiras entre distribuidoras	Sim	Não	Não																																					
Custo da Operação	Repassado à tarifa na proporção da parcela do seu risco (limite regulatório e sobrecontratação involuntária)	Da Distribuidora	Da Distribuidora																																					
Recomendado pela ANEEL	-	-	X																																					



CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Tal ambiente com maior liberdade para negociações de caráter meramente financeira (se preservam as condições econômicas previstas em contrato quanto a montantes e preços) seja essas multilaterais ou bilaterais é muito bem-vinda, mas ela depende fundamentalmente do que será tratado no item 2.2 desta contribuição que versa sobre o tratamento tarifário, no sentido de que se dê com base nas condições contratuais pactuadas e não considere os eventuais diferimentos financeiros que sejam acordados livremente entre as partes</i></p> <p><i>Nesse contexto, cabe destacar o pleito de extrema relevância no sentido de que não sejam aplicados diferimentos compulsórios para as distribuidoras, sem uma prévia adesão e declaração de disponibilidade de déficit especificando o período e a intensidade. De outra forma perderia o propósito de promover momentâneo alívio de caixa baseado numa necessidade. Possivelmente mecanismo dessa natureza totalmente compulsório possa ser destinado a alguma política tarifária como, por exemplo, para modular os índices tarifários. A possibilidade de um mecanismo multilateral, inclusive com potencial troca financeira entre vendedores e compradores e inclusive entre compradores, em processo centralizado e competitivo, nos parece ser muito interessante. No entanto, o caráter de compulsoriedade para as distribuidoras deveria ser melhor delimitado com base em declarações pelas distribuidoras quanto a necessidade de alívio de caixa indicando, minimamente, o período e os montantes necessários ou de interesse.</i></p> <p><i>Sendo assim, o regulador deve privilegiar as propostas de diferimento que sejam opcionais aos agentes permitindo a cada empresa analisar as alternativas, bem como definir suas próprias estratégias. Portanto, unindo a proposta da Neoenergia de coexistência dos modelos com a premissa de tornar todos os mecanismos voluntários, sugere-se que o modelo “um” ou de “Comprador Único” seja adaptado de modo que:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• A participação da distribuidora seja voluntária, e ao adentrar no mecanismo ela automaticamente aceita as condições relativas a necessidade de troca financeira entre distribuidoras. Observe que continua não havendo necessidade de relação contratual direta de todas as distribuidoras com o gerador ofertante, basta que alguma das distribuidoras deste grupo possuam CCEAR com o mesmo;</i> <i>• Para participar do mecanismo as distribuidoras terão que declarar o valor total a ser diferido para que a operação tenha como limite o somatório dos montantes declarados. Os montantes declarados servirão de</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>base para rateio proporcional dos valores diferidos, portanto, a lógica de rateio seria alterada deixando de lado a proposta contida na NT 64/2020 de distribuir na proporção dos últimos 12 meses de consumo das Distribuidoras.</i></p> <p><i>Embora a participação da distribuidoras deixe de ser totalmente compulsória, seria mantida a proposta de repassar às tarifas dos consumidores cativos o custo da operação (taxa de remuneração dos geradores) na proporção da parcela que o risco esteja alocado a eles (limite regulatório e sobrecontratação involuntária), como forma de incentivar a participação das distribuidoras, maximizando as possibilidades de match. Vale registrar que as necessidades ou déficits de caixa das distribuidoras são provocados normalmente por descasamentos entre despesa e cobertura de itens de parcela A cuja a taxa Selic empregada na constituição da CVA, se mostra flagrantemente incompatível com as taxas de mercado.</i></p> <p><i>Na verdade, o comando de repassar às tarifas a parcela proporcional na qual o risco cabe aos consumidores já delimita a parte tida como incontroversa para repasse e, entende-se que, por coerência, tal previsão deveria estar contida em qualquer dos 3 modelos propostos.</i></p> <p>2.2 Tratamento Tarifário para as situações de Diferimentos do Pagamento de Contratos Regulados</p> <p><i>A Nota Técnica (NT) nº 64/2020 – SRM/ANEEL, de 05/06/2020, não apresentou o tratamento tarifário a ser dado por meio das CVA's quando do diferimento do pagamento de contratos regulados em nenhum dos três mecanismos propostos, a saber: (i) comprador único com participação compulsória de todas as distribuidoras; (ii) múltiplos compradores com participação opcional das distribuidoras; e (iii) múltiplos vendedores com participação opcional das distribuidoras.</i></p> <p><i>A NT 64/2020 limitou-se apenas a informar sobre o repasse do custo da operação (taxa de remuneração dos geradores), conforme itens 30, 43 e 55 transcritos a seguir:</i></p> <p><i>“30. Por fim, dado que a participação da distribuidora nesse mecanismo é compulsória, entende-se que o custo da operação (taxa de remuneração dos geradores) deverá ser repassado às tarifas dos consumidores cativos na proporção da parcela que o risco esteja alocado a eles (limite regulatório e sobrecontratação involuntária). (...)</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>43. Por fim, dado que a participação da distribuidora nesse mecanismo é opcional, entende-se que o custo da operação (taxa de remuneração dos geradores) não deverá ser repassado às tarifas dos consumidores cativos, sendo de responsabilidade exclusiva da distribuidora. (...)</i></p> <p><i>55. Por fim, dado que a participação da distribuidora nesse mecanismo é opcional e a escolha do lance pela distribuidora é livre, entende-se que o custo da operação (taxa de remuneração dos geradores) não deverá ser repassado às tarifas dos consumidores cativos, sendo de responsabilidade exclusiva da distribuidora.”</i></p> <p><i>O custo dos itens da Parcela A, especialmente o custo com a compra de energia, têm comprometido significativamente o caixa das empresas nos últimos anos, levando as distribuidoras a captar recursos no mercado financeiro para fazer frente aos custos dos quais elas são meras arrecadadoras e comprometendo suas capacidades de investimentos. Nesse sentido, por envolver montantes muito representativos, faz-se necessário esclarecer o tratamento a ser dado nestes casos do diferimento do pagamento de contratos regulados.</i></p> <p><i>O Art 2º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002 dispõe:</i></p> <p><i>“Art. 2º O saldo da CVA é definido como o somatório das diferenças, positivas ou negativas, entre o valor do item na data do último reajuste tarifário da concessionária de distribuição de energia elétrica e o valor do referido item na data de pagamento, acrescida da respectiva remuneração financeira.</i></p> <p><i>De acordo com as metodologias vigentes, para cálculo do saldo de CVA a ser incluído nas tarifas dos consumidores, calcula-se a diferença entre o somatório das despesas nas datas de pagamento e a previsão tarifária considerada no último processo tarifário homologado da concessionária, acrescida da remuneração financeira, taxa de juros SELIC para o período, até a data do processo tarifário em processamento.</i></p> <p><i>Esse cálculo é feito a partir do somatório das diferenças entre o pagamento realizado de uma fatura e sua respectiva cobertura tarifária.</i></p> <p><i>Segundo a ANEEL, a remuneração por SELIC, no caso da CVA e dos demais componentes financeiros, justifica-se por ser referência tanto para aplicações financeiras quanto para empréstimos e financiamentos.</i></p> <p>2.2.1 Necessidade de consideração dos montantes de energia em sua competência original</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>O procedimento atual prevê que a apuração da CVA de Energia deve levar em conta os montantes de energia da contabilização original, os quais, inclusive, devido a problemas associados aos geradores, podem vir a ser modificados e são ajustados posteriormente por recontabilizações.</i></p> <p><i>Se em função do diferimento for deixado para descontar a cobertura (associada aos montantes de energia envolvidos) apenas quando ocorrerem efetivamente os pagamentos, haverá distorções na CVA e, ainda, os montantes perderão coerência com os relatórios da CCEE que poderão vir a ser modificados posteriormente via recontabilização.</i></p> <p><i>Assim, tendo em vista o controle do equacionamento da cobertura, eliminação de pendências para processos tarifários posteriores e a coerência com a sistemática de contabilização e recontabilizações do Mercado de Curto Prazo – MCP, é importante manter o acerto integral da cobertura na apuração da competência na CVA de Energia.</i></p> <p><i>Ou seja, visando não provocar distorções indesejadas à CVA de Energia, é importante considerar os montantes de energia diferidos em suas competências originais. Ainda que haja o deslocamento temporal de pagamentos, o “fato gerador” dessas obrigações, que é o montante de energia a ser entregue, não deve ter seu mês de competência alterado.</i></p> <p><i>Adicionalmente, faz-se necessário considerar o montante de energia mensal proporcional aos valores dos pagamentos realizados para garantir que o preço médio da compra de energia não seja alterado e venha a provocar distorções na CVA.</i></p> <p><i>Essa ponderação do montante de energia já é realizada pela ANEEL na CVA de Energia quando, por exemplo, para contratos de CCEAR-Q que tenham data de vencimento de parcela(s) de uma determinada competência acontecendo após a data de corte aplicada na apuração do processo tarifário (D – 30).</i></p> <p><i>A seguir, é apresentada essa situação onde um contrato não foi inteiramente considerado no reajuste tarifário de 2017 da distribuidora e teve uma parcela final considerada apenas no reajuste seguinte:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Montante contratado: 3.910,71 MWh • Data de corte do processo anterior: 30 de março 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																												
		  <p style="text-align: right;">ENERGIA Celpe - CVA 2018</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="12">FATURAMENTO</th> </tr> <tr> <th>Considera</th> <th>Competência</th> <th>TIPO CONTR.</th> <th>LEILÃO/PRODUTO</th> <th>Cód. CCEE</th> <th>VENDEDOR</th> <th>RRV (D)/ PAG. (Q)</th> <th>Data Pagamen</th> <th>Montante (MWh)</th> <th>Repasse (R\$/MW)</th> <th>Cobertura (R\$/MW)</th> <th>Delta (R\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>N</td> <td>01/02/2017</td> <td>CCEAR-Q</td> <td>12º LEN 2014-30</td> <td>119016</td> <td>AMPLIACAO JIRAU</td> <td>190.281,97</td> <td>20/03/2017</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>169,1549</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>N</td> <td>01/02/2017</td> <td>CCEAR-Q</td> <td>12º LEN 2014-30</td> <td>119016</td> <td>AMPLIACAO JIRAU</td> <td>190.281,97</td> <td>30/03/2017</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>169,1549</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>01/02/2017</td> <td>CCEAR-Q</td> <td>12º LEN 2014-30</td> <td>119016</td> <td>AMPLIACAO JIRAU</td> <td>190.281,96</td> <td>17/04/2017</td> <td>1.303,57</td> <td>145,97</td> <td>169,1549</td> <td>-30.222,79</td> </tr> </tbody> </table> <p>Figura – Exemplo de proporcionalização do MWh de CCEAR-Q na CVA Energia (com 2/3 da cobertura já descontada em processo tarifário anterior e 1/3 considerada no processo seguinte).</p> <p>2.2.2 Necessidade de consideração dos pagamentos em sua data original A Portaria Interministerial nº 025/2002 previu que o cálculo da diferença (delta) entre a cobertura e o pagamento para fins de remuneração fosse feita com base nas datas de pagamento. “Art. 2º O saldo da CVA é definido como o somatório das diferenças, positivas ou negativas, entre o valor do item na data do último reajuste tarifário da concessionária de distribuição de energia elétrica e o valor do referido item na data de pagamento, acrescida da respectiva remuneração financeira. (. . .) § 2º A remuneração financeira de que trata o caput incidirá sobre o saldo da CVA de cada item da "Parcela A" mencionado no art 1º desde a data da ocorrência de diferença no valor do item até a data de reajuste tarifário contratual subsequente e será calculada com base na taxa de juros SELIC em igual período.” (grifos nossos) Para a situação de diferimento do pagamento de contratos regulados também se faz necessário dar tratamento aos valores dos pagamentos e as datas a serem consideradas referente aos mesmos. Como visto anteriormente, a remuneração financeira da CVA se dá aplicando a SELIC sobre a diferença (delta) entre os valores das despesas nas datas de pagamento e a previsão tarifária considerada no último processo tarifário.</p>	FATURAMENTO												Considera	Competência	TIPO CONTR.	LEILÃO/PRODUTO	Cód. CCEE	VENDEDOR	RRV (D)/ PAG. (Q)	Data Pagamen	Montante (MWh)	Repasse (R\$/MW)	Cobertura (R\$/MW)	Delta (R\$)	N	01/02/2017	CCEAR-Q	12º LEN 2014-30	119016	AMPLIACAO JIRAU	190.281,97	20/03/2017	0,00	0,00	169,1549	0,00	N	01/02/2017	CCEAR-Q	12º LEN 2014-30	119016	AMPLIACAO JIRAU	190.281,97	30/03/2017	0,00	0,00	169,1549	0,00	S	01/02/2017	CCEAR-Q	12º LEN 2014-30	119016	AMPLIACAO JIRAU	190.281,96	17/04/2017	1.303,57	145,97	169,1549	-30.222,79		
FATURAMENTO																																																																
Considera	Competência	TIPO CONTR.	LEILÃO/PRODUTO	Cód. CCEE	VENDEDOR	RRV (D)/ PAG. (Q)	Data Pagamen	Montante (MWh)	Repasse (R\$/MW)	Cobertura (R\$/MW)	Delta (R\$)																																																					
N	01/02/2017	CCEAR-Q	12º LEN 2014-30	119016	AMPLIACAO JIRAU	190.281,97	20/03/2017	0,00	0,00	169,1549	0,00																																																					
N	01/02/2017	CCEAR-Q	12º LEN 2014-30	119016	AMPLIACAO JIRAU	190.281,97	30/03/2017	0,00	0,00	169,1549	0,00																																																					
S	01/02/2017	CCEAR-Q	12º LEN 2014-30	119016	AMPLIACAO JIRAU	190.281,96	17/04/2017	1.303,57	145,97	169,1549	-30.222,79																																																					

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Como os diferimentos deslocarão no tempo os pagamentos, essa operação em principio implicaria em alteração na data de pagamento.</i></p> <p><i>Ocorre que, caso a operação de diferimento do pagamento seja lançada na CVA de Energia com a data do novo vencimento, tal lançamento implicará em um custo financeiro adicional indesejado à operação.</i></p> <p><i>Como visto, a CVA de Energia é apurada pela diferença (delta) entre o pagamento realizado de uma fatura e sua respectiva cobertura tarifária. A variação de preços (fatura – cobertura tarifária) é que definirá se o delta será positivo ou negativo.</i></p> <p><i>A depender do delta, o deslocamento na data de vencimento original (para uma data futura com respectivo lançamento na CVA) pode impor um custo financeiro adicional seja para a distribuidora (se delta positivo), seja para o consumidor (se delta negativo), o que seria uma consequência indesejada, haja vista que a operação de diferimento do pagamento dos contratos regulados já terá seu custo incluído na sistemática dos mecanismos.</i></p> <p><i>Supondo que um determinado gerador X possui contrato de 50.000 MWh com a distribuidora Y com preço de R\$ 250 / MWh e a distribuidora tenha uma cobertura tarifária (PMIX) de R\$ 200 / MWh. Nesta situação, a apuração da CVA de Energia resultaria em:</i></p> $\text{Delta} = 50.000 \times (250 - 200) = \text{R\$ } 2.500.000,00$ <p><i>Considerando uma taxa SELIC de 3% ao ano e que o pagamento fosse diferido para após 4 meses, então a remuneração deste delta seria iniciada apenas 4 meses depois e o custo adicional por essa ausência de remuneração financeira do delta da CVA seria de quase R\$ 25 mil.</i></p> <p><i>Com isso, esse custo financeiro adicional estaria sendo imputado à operação, deixando-a mais onerosa à distribuidora que estaria também arcando com esse custo (da ausência de remuneração no delta da CVA) e, provavelmente, também arcando pelo pagamento do custo da operação do diferimento acordado junto ao gerador.</i></p> <p><i>A situação contrária também pode ocorrer, quando o delta da CVA for negativo e deixar de ser atualizado financeiramente a partir data de vencimento original, onerando o consumidor. Ou seja, em ambos os casos, o efeito é indesejável e produz um desarranjo no tocante à remuneração da CVA de Energia.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Tendo em vista que o diferimento do pagamento de contratos regulados será regulamentado, terá custo da operação conhecida e resultados homologados pela ANEEL, não há que se gerar novos custos financeiros, além dos já previstos pela operação. Do contrário, estaria a distribuidora assumindo um custo por uma inadimplência que não houve.</i></p> <p><i>Diante do exposto, para evitar também este tipo de distorção quanto ao cálculo da remuneração financeira então faz-se necessário que o lançamento na CVA preserve a data de vencimento original da fatura como data de pagamento. Assim, recomenda-se a inclusão de um dispositivo nos submódulos do PRORET para prever essa situação.</i></p> <p><i>Em suma, por tudo que foi apresentado anteriormente nos itens 2.2.1 e 2.2.2, fica evidente a necessidade de se especificar um tratamento tarifário a ser dado por meio das CVA's quando do diferimento do pagamento de contratos regulados.</i></p> <p><i>Em linhas gerais, para evitar distorções nas CVA's e impactos nas empresas, a ANEEL deve considerar na CVA os montantes de energia em sua competência original e a data de pagamento também conforme previsão contratual original."</i></p>		
48	PETROBRAS	<p>A empresa sugere que o mecanismo de diferimento seja voluntário.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p><i>"Inicialmente, ressalta-se que a CP 37/2020 foi aberta com o objetivo de discutir o aprimoramento dos mecanismos regulatórios destinados à gestão contratual de energia pelas distribuidoras de energia elétrica, visando a mitigação do impacto da pandemia de COVID-19, que agravou o problema de sobrecontratação das distribuidoras.</i></p> <p><i>Entre os mecanismos propostos na Nota Técnica 64/2020–SRM/ANEEL estão (i) o diferimento do pagamento das Receitas Fixas oriundas de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs; e (ii) a possibilidade de descontração de usinas com baixa performance.</i></p> <p><i>Importante reforçar que, em nome da segurança jurídica e regulatória, a adesão do agente gerador deve ser voluntária. Sendo assim, a proposta da Petrobras é que a regulamentação setorial sobre o assunto deixe</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<i>claro que é opção do gerador acatar eventual diferimento, redução ou desconstrução de CCEARs vigentes, independentemente do mecanismo a ser aprovado pela ANEEL.”</i>		
49	RAÍZEN	<p>A empresa sugere que o mecanismo de diferimento seja voluntário, e não deve alterar premissas dos CCEAR definidas nos processos licitatórios. A empresa sugere que a norma que define o diferimento seja objeto de nova Consulta Pública. A empresa sugere que distribuidoras que aderirem ao mecanismo não podem interromper o cumprimento de outros contratos não inseridos no mecanismo.</p> <p><u>Justificativa:</u> <u>“(i) Preliminarmente:</u> <i>A Raízen cumprimenta a ANEEL pelos seus esforços, frente às consequências da pandemia do COVID-19, em apresentar soluções que visem ao benefício sistêmico do setor elétrico. Nota-se um importante empenho da Agência na tentativa de minimizar os impactos da pandemia ao consumidor final.</i> <i>A Raízen compreende que é a partir desta visão que a Nota Técnica Nº 64/2020 – SRM/Aneel (NT 64/2020) levanta possíveis mecanismos de flexibilização na gestão contratual de energia elétrica das distribuidoras.</i> <i>Nesse sentido, a presente Consulta Pública se mostra de suma importância, podendo dela resultar a vinda de mecanismos que auxiliem o setor elétrico a melhor navegar pela crise que decorre dos impactos da pandemia no consumo de eletricidade do consumidor brasileiro – pessoa física ou jurídica -, bem como na capacidade de pagamento e adimplência desses mesmos consumidores.</i> <i>Em que pese tal importância, a Raízen enxerga com elevada preocupação a possibilidade de modulação das compras de energia elétrica por parte das distribuidoras no âmbito dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs). A hesitação em apoiar tais medidas parte dos impactos que estas podem trazer aos contratos já firmados, ameaçando a estabilidade regulatória e segurança jurídica, princípios fundamentais para a preservação de investimentos no setor.</i> <i>As propostas da ANEEL, no âmbito da CP 37/2020, incorrem em mudanças nas condições contratuais estabelecidas nos leilões de compra de energia elétrica realizados no passado, abrindo a possibilidade de alterar a forma de remuneração da parcela da Receita Fixa (RF) ao agente gerador por meio do diferimento</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>dos pagamentos pela distribuidora. Adicionalmente, a CP 37/2020 avalia opções de suspensão de pagamentos e redução de contratos de usinas com baixa performance.</i></p> <p><i>Ainda que as propostas da Agência envolvam apenas mecanismos de participação voluntária dos agentes geradores, entende-se que a criação de tais arranjos que pode causar distorções no setor e desequilíbrio entre os agentes vendedores de energia elétrica participantes de CCEARs que optem ou não por aderir-los. Para que estas medidas não interfiram na previsibilidade dos investimentos já realizados, é necessário que a ANEEL regulamente com precisão as novas condições contratuais e fiscalize de perto o seu efetivo cumprimento.</i></p> <p><i>É com o objetivo de buscar auxiliar neste processo que a Raízen apresenta as contribuições a seguir.</i></p> <p><i>(ii) Das Contribuições da Raízen:</i></p> <p><i>Em virtude do exposto na seção anterior, a Raízen acredita ser fundamental que qualquer alteração ou flexibilização proposta incorpore determinadas condições nos mecanismos sugeridos, algumas das quais já cobertas pela proposta da ANEEL na NT 64/2020, conforme a seguir:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Respeito aos contratos firmados, estabilidade regulatória e segurança jurídica, de tal forma que, em nenhum momento, partes que não tenham interesse na adesão voluntária a tais mecanismos possam ser obrigadas a fazê-lo ou, ainda, possam ser negativamente impactadas por não o terem feito;</i> <i>• A regulamentação de novas condições contratuais não deve alterar premissas dos CCEARs definidas no contexto dos respectivos processos licitatórios de cada CCEAR;</i> <i>• As novas condições contratuais devem manter isonomia entre os agentes que aderirem aos mecanismos, cabendo à ANEEL assegurar as mesmas condições de competitividade entre os CCEARs originais e os CCEARs que terão diferimento;</i> <i>• A Normativa que definirá as condições contratuais do diferimento deve ser submetida a amplo escrutínio público;</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<ul style="list-style-type: none"> • Os mecanismos devem ser por adesão e opcionais ao agente gerador, de modo que as condições contratuais dos arranjos propostos sejam de comum acordo e jamais definidas de forma unilateral por parte do agente de distribuição; • Para maior transparência e isonomia, a Raízen considera necessário que o mecanismo para diferimentos dos contratos seja centralizado (via CCEE), opcional a ambas as partes, seguindo condições padronizadas pré-definidas pela ANEEL, a partir da contribuição dos agentes via consulta pública. Tais condições incluem critérios de qualificação, sistemática, produtos, incluindo os limites para taxas de remuneração, de forma a evitar distorções nos retornos e impedir que o diferimento acabe por criar condições mais vantajosas que as dos próprios CCEARs; • Por fim, importante e necessário destacar que não obstante todos os esforços feitos pela ANEEL no sentido de minimizar os impactos trazidos pela pandemia ao setor elétrico, algumas distribuidoras continuam notificando os geradores sobre a possibilidade de não cumprirem seus contratos, dessa forma, é importante que a Regulamentação dos mecanismos traga também disposição no sentido de que a distribuidora que fizer uso do mecanismo de diferimento fique impedida de interromper o cumprimento dos outros contratos não inseridos no mecanismo contratado.” 		
50	UNICA	<p>A associação ressalta o caráter voluntário que deve ter o mecanismo de diferimento. A associação sugere que distribuidoras que aderirem ao mecanismo não podem interromper o cumprimento de outros contratos não inseridos no mecanismo. E sugere que a normativa com as condições para o diferimento seja colocada em consulta pública.</p> <p><u>Justificativa:</u> “1. OBSERVAÇÕES GERAIS A UNICA apresenta abaixo considerações e mensagens gerais na condução do aprimoramento dos mecanismos regulatórios destinados à gestão contratual de energia pelas distribuidoras de energia elétrica, objeto da Consulta Pública.</p> <p>a) Respeito aos contratos firmados, estabilidade regulatória e segurança jurídica, de tal forma que, em nenhum momento, partes que não tenham interesse na adesão voluntária a tais Mecanismos de</p>	Não aceita	Ver seção III.1.

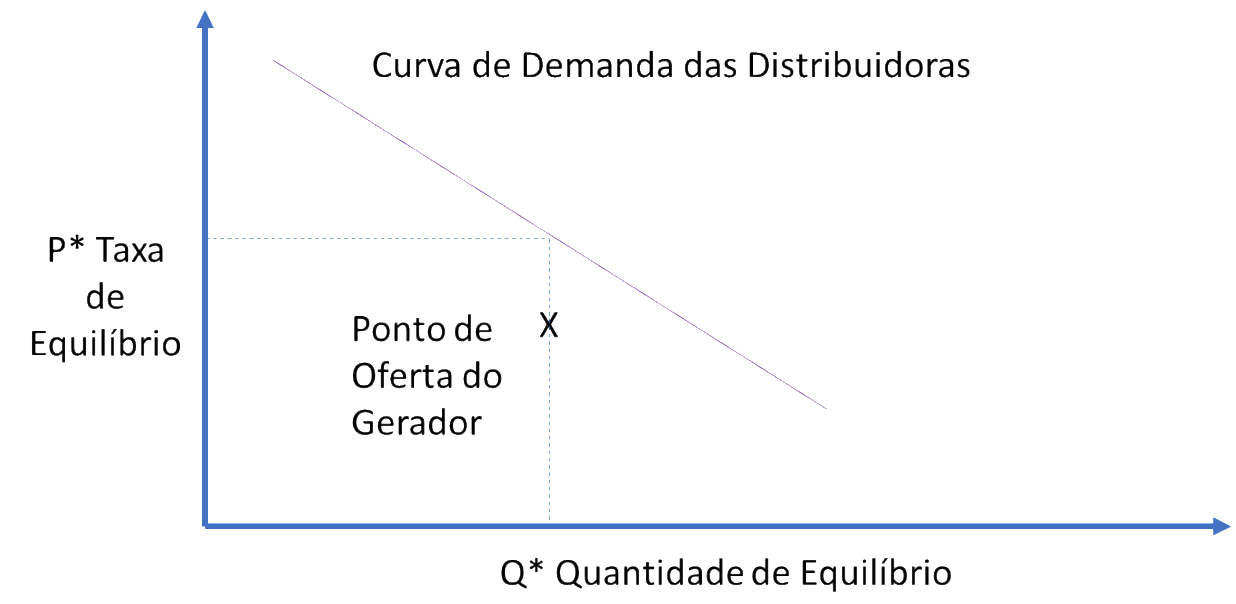
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Flexibilização possam ser obrigadas a fazê-lo ou, ainda, possam ser negativamente impactadas por não o terem feito. Os Mecanismos de Flexibilização devem ser por adesão e opcionais ao agente gerador, de modo que as condições contratuais dos arranjos propostos sejam de comum acordo e jamais definidas de forma unilateral por parte do agente de distribuição.</i></p> <p><i>b) Observando a ordem jurídica e seus princípios contratuais, a regulamentação de novas condições contratuais não deve alterar premissas dos contratos regulados (CCEARs) definidas no contexto dos respectivos processos licitatórios de cada CCEAR.</i></p> <p><i>c) As novas condições contratuais devem manter isonomia entre os agentes que aderirem aos Mecanismos de Flexibilização, cabendo à ANEEL assegurar as mesmas condições de competitividade entre os CCEARs originais e os CCEARs que terão diferimento.</i></p> <p>2. MECANISMO DE DIFERIMENTO DO PAGAMENTO DE CONTRATOS REGULADOS</p> <p><i>a) Para maior transparência e isonomia, consideramos necessário que o Mecanismo de Diferimento do Pagamento dos Contratos deva ser centralizado (via Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE), opcional às partes, seguindo condições padronizadas pré-definidas pela ANEEL, a partir da contribuição dos agentes via consulta pública. Tais condições incluem critérios de qualificação, sistemática, produto e os limites para taxas de remuneração, de forma a evitar distorções nos retornos e impedir que o diferimento acabe por criar condições mais vantajosas que as dos próprios CCEARs.</i></p> <p><i>b) Importante e necessário destacar que não obstante todos os esforços feitos pela ANEEL no sentido de minimizar os impactos trazidos pela pandemia ao setor elétrico, algumas distribuidoras continuam notificando os geradores sobre a possibilidade de não cumprirem seus contratos, conforme relatado no Ofício UNICA Presi 89, de 25.06.20201. Dessa forma, é importante que a regulamentação traga também disposição no sentido de que a distribuidora que fizer uso do Mecanismo de Diferimento fique impedida de interromper o cumprimento dos outros contratos não inseridos no mecanismo contratado.</i></p> <p><i>c) A Normativa que definirá as condições contratuais do diferimento deve ser submetida a amplo escrutínio público.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<hr/> 1 Enviado eletronicamente ao Protocolo Geral da ANEEL, em 25.06.2020, para ser apensado ao Processo 48500.002846/2020-21."		
51	REIS GOMES ADVOGADOS	<p>Sugere que o diferimento do pagamento de receita tenha como contrapartida a extensão do prazo dos contratos, e não da outorga da usina.</p> <p><u>Justificativa:</u> <i>"A Consulta Pública nº 37/2020 constitui mais uma iniciativa positiva desta Agência no sentido de mitigar os efeitos da crise da pandemia de COVID-19 no setor elétrico brasileiro, a partir de medidas de curto e médio prazo. Conforme Nota Técnica nº 64, de 05.06.2020, a proposta ora em discussão deriva das avaliações empreendidas na Nota Técnica nº 01/2020-GMSE, de 16.04.2020, que apresentou uma série de possíveis medidas regulatórias relacionadas à gestão contratual de energia pelas distribuidoras, para mitigação do possível déficit de caixa de curto e médio prazo das distribuidoras e reduzir o montante de captação de empréstimo por meio da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") na forma da Medida Provisória nº 950/2020.</i></p> <p><i>As propostas apresentadas podem ser resumidas em: (i) possibilidade de negociação entre geradoras e distribuidoras para a modulação de pagamentos relativos à compra de energia; (ii) flexibilização do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits ("MCSD"), da Resolução Normativa ("REN") nº 711/2016 e do Mecanismo de Venda de Excedentes ("MVE").</i></p> <p><i>A primeira proposta se refere à possibilidade de diferimento do pagamento de contratos regulados por prazos e taxas de remuneração acordadas entre as partes. Em outras palavras, seria uma suspensão do pagamento da receita ao gerador por determinado período de carência, mediante determinada contrapartida. No âmbito dessa proposta, foram avaliadas 03 (três alternativas) na Nota Técnica nº 64/2020:</i></p> <p><i>(i) Realização de mecanismo centralizado e competitivo com múltiplos vendedores, em que estes ofertam seus produtos (limite de valor, prazos, taxa) e, em seguida, as distribuidoras que forem contrapartes e se interessarem, podem aderir à oferta;</i></p>	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>(ii) Possibilidade de diferimento da parcela da GAG de usinas cotistas; e</i> <i>(iii) Suspensão do pagamento de contratos regulados mediante extensão da outorga.</i></p> <p><i>Em relação à terceira alternativa avaliada acima, a Nota Técnica esclarece que “a proposta consistiria em suspender facultativamente o pagamento (parcial ou total) dos CCEAR e, ao invés de reverter o pagamento nos meses seguintes acrescidos de juros como na proposta da seção anterior, estender a outorga do agente de geração”. Todavia, a Nota Técnica conclui que a ANEEL careceria de competência para possibilitar a extensão da outorga, o que dependeria de comando legislativo.</i></p> <p><i>Sem entrar no mérito da discussão acerca da competência da ANEEL para a instituição da alternativa descrita, propõe-se, nesta contribuição, uma sutil alteração da proposta, sem mudança substancial do conceito. A proposta ora apresentada seria de “suspensão facultativa do pagamento (parcial ou total) dos CCEAR (ou dos montantes dos CCEARs) e, ao invés de reverter o pagamento nos meses seguintes acrescidos de juros como nas demais propostas, estender o prazo dos CCEARs (e não da outorga) do agente de geração”.</i></p> <p><i>Entende-se que esta proposta (i) mantém o caráter negocial e facultativo das alternativas propostas, (ii) oferece uma alternativa adicional para os geradores participarem das medidas de alívio do déficit de caixa das distribuidoras; (iii) oferece a possibilidade de contrapartida diversa da taxa de remuneração, mediante a recomposição do termo final do contrato regulado (seguindo os critérios de reajuste do próprio acordo original, que, em muitos casos, é atrelado ao IPCA); (iv) afasta a discussão sobre a competência da ANEEL; e (v) caso envolva a suspensão de montantes contratados, pode ter por efeito de curto e médio prazo a mitigação dos efeitos da sobrecontratação das distribuidoras (vale observar que, no MCSD EN A-1 de janeiro de 2021, do total de mais de 7 GW médios de sobras validadas, foram efetivados apenas 794,349 MW médios de ofertas de redução). Por fim, a avaliação acerca da existência ou não de prazo remanescente de outorga para comportar a recomposição do termo final do contrato regulado caberia a cada gerador individualmente.”</i></p>		
52	ENERGISA	A empresa sugere diversos aprimoramento para a alternativa 3, visando otimizar o mecanismo.	Não aceita	Ver seção III.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>Justificativa:</p> <p><i>“106. Adicionalmente, considerando a sistemática de negociação proposta pela ANEEL para a Alternativa 3 indicada como preferida, a mesma adota a modalidade de fechamento de acordos de pay-as-bid, visto que as distribuidoras simplesmente aderem às condições ofertadas pelos geradores. Isso significa que a estratégia dominante do gerador é tentar adivinhar qual seria o custo de capital de terceiros mais elevado dentre as distribuidoras com quem tem relação contratual e não revelar seu real custo de oportunidade. Como resultado, a probabilidade de o mecanismo resultar deserto é elevada e não é mitigada pelo fato de se permitir uma segunda rodada de negociação, visto que nenhuma informação quanto às preferências das distribuidoras será revelada na primeira rodada.</i></p> <p><i>107. Ademais, verifica-se que a sistemática proposta pela ANEEL não especifica como seria rateado o resultado do leilão em caso de mais de uma distribuidora resolver aderir à proposta do gerador, deixando implícito que seria na proporção dos volumes demandados. Tal solução é ineficiente, visto que os montantes não serão alocados ao distribuidor que atribuir maior valor ao diferimento. Ou seja, distribuidores com dificuldade de acesso a fontes de crédito mais baratas e que estariam dispostos a pagar mais pelo diferimento terão que compartilhar os volumes de diferimentos com distribuidores com menor valor de reserva, implicando que o benefício social não será maximizado.</i></p> <p><i>108. Para resolver ambas as questões, recomenda-se que a sistemática da Alternativa 3 seja alterada, conforme segue:</i></p> <p><i>i. Os lances dos geradores devem ser indicados via formulário, por CNPJ, contendo: (a) os contratos objetos da oferta, (b) os respectivos produtos em negociação, informando o montante de receita fixa e os prazos de diferimento, carência e amortização e a (c) taxa de remuneração reserva, que corresponde ao valor mínimo aceitável;</i></p> <p><i>ii. Os lances dos geradores serão tratados como irrevogáveis e irretroatáveis;</i></p> <p><i>iii. A CCEE divulgará somente a relação de geradores, contratos e produtos, mantendo a taxa de remuneração de reserva oculta;</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>iv. As distribuidoras apresentam lances via formulário, por CNPJ, contendo: (a) valor total a ser diferido; e (b) taxa limite de remuneração;</i></p> <p><i>v. Os lances das distribuidoras serão ordenados a partir da maior taxa de remuneração, sendo selecionadas todas as distribuidoras com taxa de remuneração superior à taxa de remuneração de reserva do gerador até o limite do valor de receita fixa ofertado para diferimento; e</i></p> <p><i>vi. A taxa de remuneração final será igual à menor taxa de remuneração oferecida pelas distribuidoras vencedora.</i></p> <p><i>109. A Figura 16 ilustra o mecanismo de formação de preço proposto. As duas vantagens dessa abordagem é possibilitar que o gerador possa informar seu real custo de oportunidade sem se preocupar em acertar o BATNA das distribuidoras, elevando a probabilidade de negociação, e assegurando a alocação dos montantes diferidos em conformidade com o custo de oportunidade das distribuidoras, maximizando o benefício social.</i></p> <p><i>Figura 16 – Mecanismo de definição de preço proposto para a Alternativa 3</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		 <p>Vide estudo anexo à contribuição da empresa.</p> <p>[Os Pareceres Técnicos “Proposta de aprimoramento dos mecanismos regulatórios destinados à gestão contratual de energia pelas distribuidoras de energia elétrica, visando a mitigação do impacto da pandemia de COVID-19”, de junho de 2020, e “Medidas Regulatórias para a Redução da Sobrecontratação das Distribuidoras”, de maio de 2020, estão no mesmo arquivo das contribuições enviadas pela ENERGISA, disponível no link: <a]<="" a="" href="https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=B7WcrmsH&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopub"></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
53	ESBR	A ESBR considera oportuna as propostas de diferimento de pagamentos das distribuidoras junto aos geradores. Todavia, considera mais relevante que se dispendam maiores esforços no aperfeiçoamento do MVE e outros mecanismos competitivos, como o próprio MCSD.	Não aceita	Ver seção III.1.
54	GNA	A empresa sugere que o mecanismo seja voluntário. <u>Justificativa:</u> <i>“A presente contribuição terá como principal enfoque os aprimoramentos ao MCSDEN, ressaltando-se que a GNA não se opõe ao mecanismo proposto no item “ii” desde que mantida a característica de facultatividade, ou seja, que os geradores possuam a opção de voluntariamente ofertarem produtos associados ao diferimento da receita de seus contratos.”</i>	Não aceita	Ver seção III.1.
III.2 – FLEXIBILIZAÇÃO DO MCSD, DA RESOLUÇÃO NORMATIVA 711/2016 E DO MVE				
55	ENERGISA	A empresa propõe novo cronograma de realização de MCSDEN, MCSDEE e MVE, com diversos novos eventos e produtos. Sugere redução do lastro contratual de Itaipu e das usinas cotistas. Sugere a descontratação de usinas com CVU elevado, por meio de mecanismo de descontratação. Sugere que seja permitida a possibilidade de troca de contratos entre distribuidoras bilateralmente, por meio de um Contrato Bilateral Regulado. Sugere que seja permitida a redução de CCEAR-D proveniente de Leilão de Energia Existente em MCSDEE. Sugere que haja definição do conceito de máximo esforço para caracterização de involuntariedades. Sugere que o repasse tarifário do MVE seja regulamentado. Sugere que o risco hidrológico não seja incluído no custo médio de compra de energia para apuração do MVE e do ajuste de sobrecontratação. Sugere que o MVE não seja tratado como solução estrutural para a sobrecontratação do ACR. Sugere que o processamento do MCSDEN A-1 processado em 2020, seja realizado em rodadas sucessivas mensais. Sugere também: não inclusão do Risco Hidrológico no preço médio para apuração do MVE em função dos resultados do MCP; Regulamentação da apuração do repasse de resultado do MVE; definição clara do conceito e do procedimento de máximo esforço necessário para caracterização de sobrecontratação involuntária; e redução de contratos por Disponibilidade a partir da declaração de sobras relativas à migração de consumidores para o ACL.	Parcialmente aceita.	Ver seções III.2.2 a III.2.5. Redução de CCEAR-D proveniente de LEE foi tratada na 1ª fase da CP 42/2020.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>Justificativas:</u></p> <p><i>“2. Considera-se que a discussão em torno da gestão de portfólio de contratos das Distribuidoras vai além da revisão do cronograma de realização dos mecanismos existentes, podendo a regulamentação ser aprimorada, visando um maior equilíbrio entre sobras e déficits no longo prazo com a compatibilização entre os calendários dos eventos e a otimização dos mecanismos, incluindo o retorno às discussões ainda em aberto da AP nº 25/2019, que afetam diretamente a tomada de decisão das distribuidoras.</i></p> <p>APRIMORAMENTO DOS CRONOGRAMAS DE MCSD E MVE</p> <p><i>3. O efeito agregado do conjunto de regulações que condicionam a contratação e descontração de energia elétrica no ACR conduz a uma sobrecontratação sistêmica, na medida em que as distribuidoras com déficit priorizam a contratação por meio dos leilões e as com sobras não conseguem ceder ou vender a totalidade dos volumes necessários pelos mecanismos de alívio existentes.</i></p> <p><i>4. Dessa forma, é importante a harmonia dos calendários de processamento do MVE, MCSDEE e MCSDEN, concomitante com a assunção de mecanismos que permitam uma maior oferta de produtos para (i) priorizar o processamento do MCSD, mecanismo de gestão contratual de menor risco à distribuidora frente ao risco observado do MVE; (ii) oferecer previsibilidade das operações; (iii) otimizar a relação entre o número de eventos e a oferta de produtos; (iii) alocar adequadamente a demanda dos leilões de energia nova e existente, minimizando os efeitos da sobrecontratação estrutural; e (iv) aumentar a efetividade dos mecanismos, reduzindo, assim, a exposição contratual das distribuidoras e potenciais impactos negativos aos consumidores.</i></p> <p><i>5. A seguir é apresentada proposta de cronograma, já incluindo os novos produtos e processamentos previstos na NT nº 64/2020-SRM/ANEEL, ressaltando que, para fins de otimização da relação entre o número de eventos e a oferta de produtos, sugere-se que os produtos com processamento no mesmo mês sejam realizados de forma sequencial e com declaração única.</i></p>		

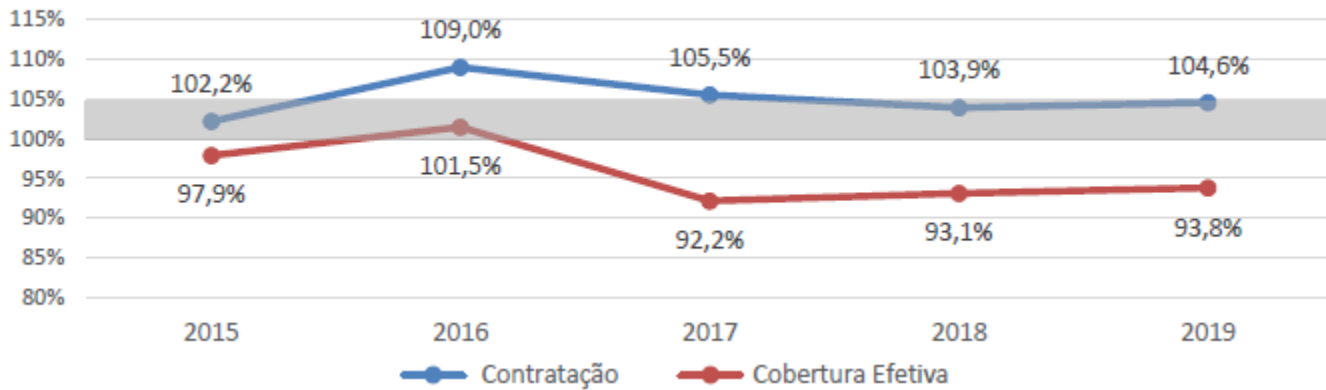
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS														
#	Entidade	Texto										Aproveitamento	Justificativa	
		Figura 1 – Proposta de cronograma dos eventos de contratação e ajuste de portfólio												
		Mecanismo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
		Leilões						LEN A-4				LEN A-6		LEE A-1 A-2
		MCS DEN			A-1, A-2 e A-3			A-1, A-2, A-3 e A-4			A-1, A-2 e A-3	A-5 e A-6		A-1, A-2 e A-3
			A-0		A-0		A-0		A-0		A-0		A-0	
		MCS DEE	Bimensal		Bimensal		Bimensal		Bimensal		Bimensal	4% (A-1 A-2)	Bimensal	
		MVE	Mensal m+1, m+2 e m+3, Trimestral, Semestral, Anual A-1	Mensal m+1, m+2 e m+3, Trimestral, Semestral, Anual A-1	Mensal m+1, m+2 e m+3, Trimestral, Semestral, Anual A-1	Mensal m+1, m+2 e m+3, Trimestral, Semestral, Anual A-1	Mensal m+1, m+2 e m+3, Trimestral, Semestral, Anual A-1	Mensal m+1, m+2 e m+3, Trimestral, Semestral, Anual A-1	Mensal m+1, m+2 e m+3, Trimestral, Semestral, Anual A-1	Mensal m+1, m+2 e m+3, Trimestral, Semestral, Anual A-1	Mensal m+1, m+2 e m+3, Trimestral, Semestral, Anual A-1	Mensal m+1, m+2 e m+3, Semestral, Anual A-1	Mensal m+1, m+2 e m+3, Semestral, Anual A-1	Mensal m+1, m+2 e m+3, Trimestral, Semestral, Semestral 2º A-1, Anual A-1 e A-2
		<p><u>Racional da proposta de cronograma dos MCSDs</u></p> <p>6. A realização bimestral dos MCS DEN A-0 e MCS DEE, com declaração única e processamento sequencial, priorizando as cessões de EN, se dá em razão da necessária otimização de processamentos e ampliação de mecanismos que visem o ajuste contratual de curtíssimo prazo, possibilitando adequações decorrentes de eventos com impacto imediato, como a queda ou elevação abrupta de carga.</p>												

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>7. A adequação regulatória para o processamento dos MCSDEN A-3, A-4, A-5 e A-6, independente da ocorrência de LENs no ano, visa maior gestão de longo prazo para equilíbrio pontual dos anos futuros, não somente em bloco, como seria no MCSDEN AN+.</p> <p>8. A criação do MCSDEN A-2 e realização trimestral dos MCSDEN A-1, A-2 e A-3, com declaração única, visa uma gestão de mais longo prazo e otimização dos processamentos.</p> <p>9. A declaração do último evento do ano de MCSDEN A-1, A-2 e A-3 e do LEE A-1 e A-2 seria única, com processamento sequencial e prioridade de compensações pelo MCSDEN, com os déficits remanescentes aplicados ao LEE, uma vez que as distribuidoras deficitárias tendem a priorizar a contratação via leilão em razão de sua flexibilidade frente ao MCSD, reduzindo a efetividade deste último e agravando o cenário de sobrecontratação contratual.</p> <p>10. Como em algumas situações as Distribuidoras estão mais contratadas no A-1 do que no A-2, por exemplo, os LEE também deverão possuir produtos de 1 ano, cabendo ao sistema do leilão a alocação ótima das necessidades residuais não atendidas pelos MCSDEN aos produtos ofertados de 1 ou 2 anos.</p> <p>11. A declaração do MCSDEN A-N-1 e A-N e dos LEN A-N seria única, com processamento sequencial e prioridade de compensações pelo MCSDEN, com os déficits remanescentes sendo automaticamente aplicados ao LEN.</p> <p><u>Racional da proposta de aprimoramento do cronograma do MVE</u></p> <p>12. A criação dos produtos m+2 e m+3, com processamentos mensais junto ao m+1, visa ampliar a competitividade das distribuidoras e o aproveitamento de janelas de oportunidade, permitindo a venda de excedentes em meses com maior volume de negociações no ACL, conforme demonstrado na figura abaixo:</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																																																																																																																																																																								
		<p>Figura 2 – Volumes de Negociação Produtos Mensais - BBCE (MWm)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Mês Venda/Produto</th> <th>M</th> <th>M+1</th> <th>M+2</th> <th>M+3</th> <th>M+4</th> <th>M+5</th> <th>M+6</th> <th>M+7</th> <th>M+8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>jan-19</td><td>2.965</td><td>4.946</td><td>4.223</td><td>525</td><td>120</td><td>137</td><td>55</td><td>38</td><td>38</td></tr> <tr><td>fev-19</td><td>3.445</td><td>3.328</td><td>1.049</td><td>134</td><td>111</td><td>6</td><td>-</td><td>-</td><td>15</td></tr> <tr><td>mar-19</td><td>2.141</td><td>1.435</td><td>977</td><td>798</td><td>140</td><td>80</td><td>14</td><td>104</td><td>28</td></tr> <tr><td>abr-19</td><td>2.423</td><td>2.999</td><td>2.678</td><td>547</td><td>64</td><td>28</td><td>86</td><td>15</td><td>28</td></tr> <tr><td>mai-19</td><td>2.512</td><td>3.102</td><td>2.986</td><td>1.441</td><td>1.134</td><td>379</td><td>119</td><td>251</td><td>-</td></tr> <tr><td>jun-19</td><td>1.075</td><td>1.994</td><td>2.337</td><td>1.609</td><td>671</td><td>193</td><td>225</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>jul-19</td><td>1.605</td><td>2.443</td><td>2.345</td><td>1.421</td><td>372</td><td>417</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>ago-19</td><td>1.820</td><td>2.228</td><td>1.990</td><td>765</td><td>563</td><td>8</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>set-19</td><td>2.305</td><td>3.381</td><td>2.711</td><td>1.313</td><td>55</td><td>32</td><td>10</td><td>19</td><td>-</td></tr> <tr><td>out-19</td><td>3.052</td><td>4.999</td><td>3.855</td><td>245</td><td>177</td><td>34</td><td>167</td><td>15</td><td>10</td></tr> <tr><td>nov-19</td><td>1.425</td><td>3.433</td><td>1.009</td><td>97</td><td>68</td><td>38</td><td>-</td><td>26</td><td>-</td></tr> <tr><td>dez-19</td><td>2.006</td><td>2.258</td><td>862</td><td>603</td><td>171</td><td>53</td><td>67</td><td>6</td><td>-</td></tr> <tr><td>jan-20</td><td>2.842</td><td>4.914</td><td>3.360</td><td>455</td><td>355</td><td>186</td><td>54</td><td>-</td><td>5</td></tr> <tr><td>fev-20</td><td>2.587</td><td>3.176</td><td>2.259</td><td>1.295</td><td>836</td><td>151</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>mar-20</td><td>4.178</td><td>2.499</td><td>2.417</td><td>2.451</td><td>1.426</td><td>12</td><td>11</td><td>9</td><td>42</td></tr> <tr><td>abr-20</td><td>1.107</td><td>938</td><td>1.132</td><td>673</td><td>23</td><td>4</td><td>61</td><td>43</td><td>167</td></tr> <tr><td>mai-20</td><td>2.763</td><td>2.438</td><td>1.100</td><td>117</td><td>33</td><td>56</td><td>24</td><td>104</td><td></td></tr> <tr><td>jun-20</td><td>2.368</td><td>1.690</td><td>636</td><td>264</td><td>11</td><td>32</td><td>93</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Média</td><td>2.368</td><td>2.900</td><td>2.107</td><td>819</td><td>352</td><td>103</td><td>55</td><td>37</td><td>21</td></tr> </tbody> </table> <p><i>* Volumes consideram todos os produtos para o mês (submercados e fontes somadas)</i></p> <p>13. O processamento mensal do produto semestral, a partir de julho, também é positivo para o mercado e mantém a constância deste produto nos processamentos mensais, além de atender o objetivo da ANEEL de permitir a comercialização de produtos em mais longo prazo (1º sem. ano A+1).</p> <p>14. Destaca-se que o MVE ainda carece de regulamentação da sua apuração, conferindo um alto risco às distribuidoras.</p>	Mês Venda/Produto	M	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6	M+7	M+8	jan-19	2.965	4.946	4.223	525	120	137	55	38	38	fev-19	3.445	3.328	1.049	134	111	6	-	-	15	mar-19	2.141	1.435	977	798	140	80	14	104	28	abr-19	2.423	2.999	2.678	547	64	28	86	15	28	mai-19	2.512	3.102	2.986	1.441	1.134	379	119	251	-	jun-19	1.075	1.994	2.337	1.609	671	193	225	-	-	jul-19	1.605	2.443	2.345	1.421	372	417	-	-	-	ago-19	1.820	2.228	1.990	765	563	8	-	-	-	set-19	2.305	3.381	2.711	1.313	55	32	10	19	-	out-19	3.052	4.999	3.855	245	177	34	167	15	10	nov-19	1.425	3.433	1.009	97	68	38	-	26	-	dez-19	2.006	2.258	862	603	171	53	67	6	-	jan-20	2.842	4.914	3.360	455	355	186	54	-	5	fev-20	2.587	3.176	2.259	1.295	836	151	-	-	-	mar-20	4.178	2.499	2.417	2.451	1.426	12	11	9	42	abr-20	1.107	938	1.132	673	23	4	61	43	167	mai-20	2.763	2.438	1.100	117	33	56	24	104		jun-20	2.368	1.690	636	264	11	32	93			Média	2.368	2.900	2.107	819	352	103	55	37	21		
Mês Venda/Produto	M	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6	M+7	M+8																																																																																																																																																																																																			
jan-19	2.965	4.946	4.223	525	120	137	55	38	38																																																																																																																																																																																																			
fev-19	3.445	3.328	1.049	134	111	6	-	-	15																																																																																																																																																																																																			
mar-19	2.141	1.435	977	798	140	80	14	104	28																																																																																																																																																																																																			
abr-19	2.423	2.999	2.678	547	64	28	86	15	28																																																																																																																																																																																																			
mai-19	2.512	3.102	2.986	1.441	1.134	379	119	251	-																																																																																																																																																																																																			
jun-19	1.075	1.994	2.337	1.609	671	193	225	-	-																																																																																																																																																																																																			
jul-19	1.605	2.443	2.345	1.421	372	417	-	-	-																																																																																																																																																																																																			
ago-19	1.820	2.228	1.990	765	563	8	-	-	-																																																																																																																																																																																																			
set-19	2.305	3.381	2.711	1.313	55	32	10	19	-																																																																																																																																																																																																			
out-19	3.052	4.999	3.855	245	177	34	167	15	10																																																																																																																																																																																																			
nov-19	1.425	3.433	1.009	97	68	38	-	26	-																																																																																																																																																																																																			
dez-19	2.006	2.258	862	603	171	53	67	6	-																																																																																																																																																																																																			
jan-20	2.842	4.914	3.360	455	355	186	54	-	5																																																																																																																																																																																																			
fev-20	2.587	3.176	2.259	1.295	836	151	-	-	-																																																																																																																																																																																																			
mar-20	4.178	2.499	2.417	2.451	1.426	12	11	9	42																																																																																																																																																																																																			
abr-20	1.107	938	1.132	673	23	4	61	43	167																																																																																																																																																																																																			
mai-20	2.763	2.438	1.100	117	33	56	24	104																																																																																																																																																																																																				
jun-20	2.368	1.690	636	264	11	32	93																																																																																																																																																																																																					
Média	2.368	2.900	2.107	819	352	103	55	37	21																																																																																																																																																																																																			

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>15. <i>Reforça-se, ainda, que o tratamento do componente financeiro deverá permanecer anual, rateado mês a mês, uma vez que a distribuidora não possui gestão mensal do portfólio de contratos: as regras de sazonalização são restritas e os MCSDs Mensais afetam diversos meses.</i></p> <p>MEDIDAS ESTRUTURAIS PARA SOLUÇÃO DA SOBRECONTRATAÇÃO SISTÊMICA</p> <p>16. <i>As medidas apresentadas pela ANEEL no âmbito da CP nº 37/2020, focam no aprimoramento dos mecanismos existentes, desenhados para ajustes finos de contratação e que possuem notória baixa efetividade e eficácia, especialmente no contexto de baixo PLD e contração de demanda.</i></p> <p>17. <i>Assim, é necessário o endereçamento de questões estruturais e regulatórias que têm conduzido a sobrecontratação sistêmica das distribuidoras, tal que se apresenta a seguir três medidas para solução do problema.</i></p> <p><u>Redução do lastro contratual da UHE Itaipu Binacional e de CCGF</u></p> <p>18. <i>O histórico dos níveis do GSF desde 2014 mostram que a sobrecontratação formal das distribuidoras, a partir da verificação do lastro, não tem necessariamente resultado em exposições positivas no MCP, sendo observado o contrário, pois como o risco hidrológico das usinas repactuadas, dos CCGF e de Itaipu são alocados aos consumidores para efeitos das exposições financeiras no MCP.</i></p> <p>19. <i>O nível de cobertura efetiva das distribuidoras é bem inferior ao nível de cobertura de lastro contratual.</i></p> <p>20. <i>A proposta de redução dos lastros busca aproximar o lastro contratual (“Contratação”) com a exposição ao MCP (“Cobertura Efetiva”) em virtude da aplicação do GSF sobre as garantias físicas, sem alterar as demais disposições contratuais e normativas, inclusive a garantia física das usinas.</i></p> <p>21. <i>Seria mantida, também, a assunção dos riscos hidrológicos, uma vez que todo excedente ou déficit de geração dessas usinas continuarão sendo assumidos pelas distribuidoras.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																						
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																		
		<p>Figura 3 – Contratação e cobertura efetiva no MCP (incluindo usinas repactuadas)</p>  <table border="1"> <caption>Dados da Figura 3</caption> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Contratação (%)</th> <th>Cobertura Efetiva (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2015</td> <td>102,2%</td> <td>97,9%</td> </tr> <tr> <td>2016</td> <td>109,0%</td> <td>101,5%</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>105,5%</td> <td>92,2%</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>103,9%</td> <td>93,1%</td> </tr> <tr> <td>2019</td> <td>104,6%</td> <td>93,8%</td> </tr> </tbody> </table>	Ano	Contratação (%)	Cobertura Efetiva (%)	2015	102,2%	97,9%	2016	109,0%	101,5%	2017	105,5%	92,2%	2018	103,9%	93,1%	2019	104,6%	93,8%		
Ano	Contratação (%)	Cobertura Efetiva (%)																				
2015	102,2%	97,9%																				
2016	109,0%	101,5%																				
2017	105,5%	92,2%																				
2018	103,9%	93,1%																				
2019	104,6%	93,8%																				
		<p>22. No cenário de sobrecontratação involuntária materializado pela pandemia de COVID-19, esta medida não alteraria as tarifas de energia elétrica a serem cobradas dos consumidores, pois o impacto resultante seria provocado pela contração do consumo de energia elétrica e não pela redução do lastro contratual das cotas e Itaipu.</p> <p>23. Contudo, a redução do lastro contratual dos CCGF e Itaipu abre espaço para que a expansão do mercado seja contratada em leilões do ACR, lastreadas em contratos com menor risco hidrológico para os consumidores e melhor performance de entrega, o que contribui para a segurança do suprimento.</p> <p><u>Descontratação de CCEAR-D com CVU acima do PLD máximo</u></p> <p>24. Alguns contratos terminam entre os anos de 2022 e 2024 e apresentam baixo benefício social, pois dificilmente serão despachados no horizonte contratual considerando o impacto da COVID-19 na retração da demanda e recuperação dos reservatórios.</p> <p>25. Sendo assim, é vislumbrada a implementação de um leilão ou mecanismo de descontratação baseado na taxa de desconto sobre a receita fixa ofertada pelo gerador como contrapartida da rescisão antecipada dos contratos, sendo o benefício para os consumidores a redução em pelo menos 70% do pagamento, a título de</p>																				

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>receita fixa e variável, que seria realizado até o término dos contratos, significando desoneração tarifária futura, exatamente quando os recursos financiados nos termos da MP 950/2020 seriam amortizados, além da redução de risco de exposição ao PLD.</i></p> <p><u>Contratação bilateral regulado entre distribuidoras</u></p> <p><i>26. Esta medida consiste em permitir que as distribuidoras negociem contratos de energia elétrica entre si, com volumes e prazos livremente negociados e preço regulado, por exemplo, pela tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia vigente na data de reajuste (TM_EC) da distribuidora vendedora, sendo firmados contratos de compra e venda de energia, na modalidade Contrato Bilateral Regulado (CBR).</i></p> <p><i>27. A possibilidade de trocas entre distribuidoras parte das premissas de que os contratos foram adquiridos integralmente por meio de processos licitatórios ou de chamada pública no ACR, todos homologados pela ANEEL, e pela alocação de CCGF, Angra, Proinfa e Itaipu, e que, portanto, respeitaram o princípio de economicidade na sua contratação, mas que, por tudo já exposto, a dinâmica do mercado de distribuição demanda instrumentos mais autônomos e efetivos de ajustes estrutural e conjuntural.</i></p> <p><i>28. Não seria preciso submeter tais CBRs à análise ex-post dos seus efeitos financeiros no MCP, pois sendo regulados pela TM_EC, garantiria a neutralidade ao consumidor.</i></p> <p><i>29. Destaca-se que tal proposição pode reduzir de maneira estrutural a problemática da sobrecontratação das distribuidoras, motivo pelo qual defende-se sua regulamentação de maneira ordinária, apresentando como principais vantagens (i) possibilidade de gestão proativa da carteira; (ii) maior equilíbrio entre sobras e déficits no longo prazo; (iii) sinal adequado na contratação de energia nos leilões do ACR; e (iv) baixo custo operacional quando comparado com a cessão.</i></p> <p><i>30. Todavia, alternativamente, tal medida poderia ser adotada ao menos em caráter excepcional, enquanto perdurarem os efeitos de redução de mercado, aumento de inadimplência e perda de receita causados pela pandemia da COVID-19.</i></p> <p>OUTRAS MEDIDAS DE CONTORNO</p> <p><u><i>Adequação das regras da CCEE para permitir a redução de CCEAR-D em MCSD EE</i></u></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>31. O art. 29 do Decreto nº 5.163/2014 prevê a possibilidade de reduções contratuais de empreendimentos existentes pelas distribuidoras devido, principalmente, ao exercício da opção dos consumidores potencialmente livres e os que se enquadram como especiais de adquirirem energia elétrica no ACL, porém atualmente, as Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE só permitem a aplicação do MCSD Mensal sobre os CCEAR-Q.</p> <p>32. É necessário um comando da Agência à CCEE para adequação do seu regramento ao referido Decreto, permitindo que as distribuidoras reduzam seus contratos independentemente do tipo de CCEAR, garantindo uma maior flexibilidade na sua gestão de contratos.</p> <p><u>Definição clara do conceito de máximo esforço e caracterização de involuntariedades</u></p> <p>33. A apuração da sobrecontratação ou exposição involuntária das distribuidoras depende da verificação do seu “máximo esforço”, sendo essencial a inclusão de metodologia específica no PRORET, garantindo a previsibilidade das regras e maior estabilidade regulatória.</p> <p><u>Regulamentação da apuração do financeiro de resultado do MVE (AP nº 25/2019)</u></p> <p>34. Entende-se que os cálculos realizados a partir da metodologia apresentada na NT 73/2019 – SGT/SRM/ANEEL traziam algumas distorções no resultado esperado das distribuidoras, tanto por fazer apurações mensais dos efeitos no MCP, quanto por não tratar das indefinições sobre os volumes involuntários.</p> <p>Não inclusão do Risco Hidrológico no PRM de apuração do ajuste de sobrecontratação e do MVE, em função dos resultados do MCP (AP nº 25/2019)</p> <p>35. Tal proposta foi fortemente rebatida pelas distribuidoras, pois o objetivo da Agência em induzi-las a não manterem elevados níveis de sobrecontratação tenderia a ter efeito reverso, uma vez que reduziria drasticamente a eficácia do MVE, já pequena, pelo fato do RH não entrar na precificação do ACL e as distribuidoras competiriam de forma desigual neste ambiente.</p> <p>CONSIDERAÇÕES FINAIS</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>36. Entende-se que o MVE não deve ser tratado como solução estrutural para a sobrecontratação do ACR, tanto em função da falta de regulamentação do repasse do seu resultado, quanto por não ser atrativo ao ACL no contexto de baixo PLD e contração de demanda, tendo sido desenhado para ajustes finos de contratação.</p> <p>37. Por isso, são extremamente necessárias medidas adicionais de gestão contratual visando um maior equilíbrio entre sobras e déficits a longo prazo, permitindo a antecipação do ajuste contratual das distribuidoras, a otimização dos mecanismos e a conclusão das discussões sobre as regulamentações ainda pendentes.</p> <p>38. Diante do exposto, o Grupo ENERGISA ratifica as seguintes contribuições para a Consulta Pública nº 37/2020:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Criação de novos produtos de MCSDEN e MVE, conforme Figura 1 acima; ✓ Aprimoramento do calendário de eventos de contratação de energia, realizando sequencialmente MCSDEN A-N e Leilões A-N (EE ou EN), com declaração única e prioridade para cessões de EN, conforme cronograma proposto; ✓ Adoção das medidas estruturais propostas para solução da sobrecontratação sistêmica: “Redução do lastro de CCGF e Itaipu”, “Criação do mecanismo de descontração de térmicas com CVU > PLD max” e “Criação do mecanismo de contratos bilaterais regulados entre distribuidoras”; e ✓ Tratamento das condições de contorno apresentadas, principalmente com relação a metodologia de apuração de involuntariedades e na regulamentação do repasse do resultado do MVE. <p>39. Para uma análise mais detalhada das propostas aqui apresentadas, inclusive com a Análise de Impacto Regulatório (AIR) completa das três medidas estruturais propostas de gestão do portfólio, fazem parte desta contribuição os Pareceres Técnicos “Proposta de aprimoramento dos mecanismos regulatórios destinados à gestão contratual de energia pelas distribuidoras de energia elétrica, visando a mitigação do impacto da pandemia de COVID-19” e “Medidas Regulatórias para a Redução da Sobrecontratação das Distribuidoras”, ambos elaborados pela consultoria RegE Barros Correia Advisers.”</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>[Os Pareceres Técnicos “Proposta de aprimoramento dos mecanismos regulatórios destinados à gestão contratual de energia pelas distribuidoras de energia elétrica, visando a mitigação do impacto da pandemia de COVID-19”, de junho de 2020, e “Medidas Regulatórias para a Redução da Sobrecontratação das Distribuidoras”, de maio de 2020, estão no mesmo arquivo das contribuições enviadas pela ENERGISA, <i>disponível no link:</i></p> <p>https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=B7WcrmsH&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopub]</p>		
56	ENEVA	<p>A empresa solicita que seja permitida a participação de empreendimentos em operação comercial nos MCSDEN.</p> <p>Justificativa: <i>“Art. 3º Alterar o art. 4º-A da Resolução Normativa nº 693, de 15 de dezembro de 2015, que passa a vigorar com a seguinte redação: Art. 4º-A Caso a soma dos montantes declarados das distribuidoras resulte em excedente de sobras, será aberta aos gera-dores vendedores dos contratos de que trata o art. 2º, cujos empreendimentos relacionados não possuam unidades geradoras em operação comercial, a possibilidade de ofertar a redução dos montantes vendidos, a qual será liquidada no limite das sobras excedentes, não se aplicando as restrições do §1º daquele artigo.”</i></p> <p>Justificativa: <i>“Propõe-se que os empreendimentos com unidades geradoras em operação comercial possam participar do MCSD, previsto na REN 693/2015. Hoje, apenas empreendimentos sem nenhuma unidade em operação estão aptos a ofertar redução contratual via MCSD, o que reduz sensivelmente a disponibilidade de contratos para eventual desconstrução, ainda que as distribuidoras se encontrem em flagrante sobrecontratação.</i></p>	Não aceita	Ver seção III.2.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Autorizar que centrais geradoras em funcionamento tomem parte do MCSD é uma medida que concede maior flexibilidade às distribuidoras na gestão de seus contratos regulados, situação adequada ao novo ambiente regulatório que se objetiva no contexto da modernização do setor elétrico.</i></p> <p><i>Não se desconhecem os motivos que levaram à ANEEL a afastar tal possibilidade, mas deve-se observar que houve uma mudança de cenário. Atualmente, há interesse de que as concessionárias tenham as ferramentas para gerenciar seu portfólio, reduzindo eventuais prejuízos financeiros que possam recair sobre os consumidores regulados. Ainda que haja preocupação com a descontratação de CCEARs cujo preço seja inferior ao custo médio da distribuidora, note-se que a manutenção desses contratos, em caso de sobrecontratação, pode ser financeiramente contraproducente, uma vez que o montante total a ser pago pelo consumidor se mantém elevado, com liquidação no MCP a um PLD provavelmente baixo.</i></p> <p><i>Por fim, pode ser estabelecido pela ANEEL um mecanismo de reversão, para a modicidade tarifária, de eventuais ganhos econômicos da concessionária, na descontratação de tais avenças. Com isso, será mantido o incentivo econômico para a descontratação, ao mesmo tempo em que o consumidor também garante a sua parcela de ganho financeiro com o MCSD.”</i></p>		
57	ENGIE	<p>A empresa sugere que o MVE não deve aferir lucro ou prejuízo ex-post, com base no PLD. Sugere a criação de produtos de maior duração para o MVE e o MCSD, e que os empreendimentos em operação comercial possam participar do MCSD. Além disso, a empresa entende que deve ser priorizada a descontratação de sobrecontratação involuntária.</p> <p><u>Justificativa:</u> “... II. Mecanismos de Descontratação de Energia, Venda de Excedentes e Comercialização de Sobras e Déficits</p> <p><u>Ineficácia dos leilões após alterações regulatórias</u> <i>Com base NT de instrução da presente Consulta Pública, podemos avaliar a incapacidade dos mecanismos de gestão contratual nos moldes atuais de solucionarem a sobrecontratação involuntária das distribuidoras causada pela pandemia. Senão, vejamos:</i></p>	Parcialmente aceita.	Ver seções III.2.1 a III.2.4.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																								
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																				
		<p><i>Em sua última realização ordinária em 24/4/2020, o MVE 2020 obteve êxito em negociações no montante de 219,9 MW médios, de um total de 2.613,1 MW médios ofertados pelas distribuidoras e uma declaração de demanda por parte dos comercializadores em 1816,9 MW médios. Nota-se que, dos montantes ofertados menos de 10% encontraram sucesso na execução do Mecanismo.</i></p> <p><i>De forma semelhante, podemos avaliar abaixo que os MCSD EM, também oferecem pouco sucesso em aliviar as distribuidoras de suas sobras contratuais:</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Processamento</th> <th>Período</th> <th>Sobras validadas (MWm)</th> <th>Déficitis validados (MWm)</th> <th>Total efetivado de ofertas de redução (MWm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MCSD A-1 de 2020</td> <td>jan/20 a dez/20</td> <td>3.945,4</td> <td>73,5</td> <td>17,4</td> </tr> <tr> <td>MCSA A-4 de 2020</td> <td>jan/24 a dez/24</td> <td>2.620,3</td> <td>123,8</td> <td>0,0</td> </tr> <tr> <td>MCSD A-0 de 2020</td> <td>abr/20 a dez/20</td> <td>8.247,4</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Assim, acreditamos que é fundamental aprimorar a regulamentação de maneira a estimular oferta (a participação das distribuidoras) e a demanda (geradores e compradores qualificáveis).</i></p> <p><u>Necessidade de revisar a imputação de risco da distribuidora ao PLD</u></p> <p><i>Atualmente há poucos incentivos para a adesão dos geradores, comercializadores e distribuidoras aos mecanismos. Este desinteresse se deve, dentre outros fatores, ao fato de que os produtos ofertados são de pequena duração.</i></p> <p><i>Vejamos que para períodos curtos os agentes são capazes de produzir boas estimativas do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Adicionalmente, o interesse no mercado para contratos com duração inferior a 1 ano é pequeno. Desta forma, as aquisições feitas no MVE ou desconstratações provenientes do MCSD dos produtos mais curtos muito provavelmente serão comercializadas a preços que guardam ampla relação com o PLD ou, eventualmente, liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP).</i></p>	Processamento	Período	Sobras validadas (MWm)	Déficitis validados (MWm)	Total efetivado de ofertas de redução (MWm)	MCSD A-1 de 2020	jan/20 a dez/20	3.945,4	73,5	17,4	MCSA A-4 de 2020	jan/24 a dez/24	2.620,3	123,8	0,0	MCSD A-0 de 2020	abr/20 a dez/20	8.247,4	0,0	0,0		
Processamento	Período	Sobras validadas (MWm)	Déficitis validados (MWm)	Total efetivado de ofertas de redução (MWm)																				
MCSD A-1 de 2020	jan/20 a dez/20	3.945,4	73,5	17,4																				
MCSA A-4 de 2020	jan/24 a dez/24	2.620,3	123,8	0,0																				
MCSD A-0 de 2020	abr/20 a dez/20	8.247,4	0,0	0,0																				

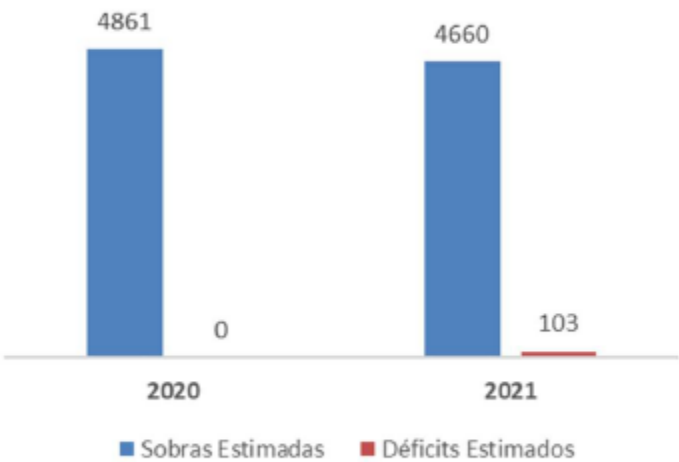
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Dito isto, nota-se que inexistem atratividade aos geradores para que comprem os excedentes das distribuidoras a preços superiores às projeções de PLD ou que reduzam os seus contratos que possuem preços superiores as referidas projeções.</i></p> <p><i>Da mesma forma, inexistem incentivos para que a distribuidora comercialize tais excedentes a preços inferiores às suas projeções de PLD, pois será capaz de extrair maiores receitas se optar por estar exposta ao MCP.</i></p> <p><i>Adicionalmente, o cenário de crise econômica decorrente da pandemia acentua os fatos acima mencionados, pois a queda da demanda conduz a menores preços de liquidação e conseqüentemente, acaba por reduzir ainda mais o interesse dos agentes envolvidos no MVE.</i></p> <p><i>Além disso, entendemos que para os montantes de sobrecontratação involuntária, não se deve aferir lucro ou prejuízo ex-post, visto que o preço negociado no MVE deriva de um mecanismo de mercado competitivo, onde os preços resultantes refletem o melhor custo de oportunidade do momento.</i></p> <p><i>Perante o exposto, resta comprovada a necessidade de alterações nos mecanismos atuais capazes de torná-los mais atrativos, assim como a necessidade de se considerar outras soluções regulatórias.</i></p> <p><u>Criação de produtos de maior duração no MCSD e no MVE</u></p> <p><i>De forma direta ao exposto acima, incentivamos a criação de produtos de maior duração no MVE e MCSD. A desconstrução de energia por períodos 4, 5 ou mais anos, atende as necessidades de redução de sobrecontratação das distribuidoras sem grandes riscos de arrependimento, tendo em vista que a distribuidora poderá recontratar energia de fontes renováveis a preço, em geral, inferiores ao seu Pmix ou ainda recorrer a Leilões de Energia Existentes, que também estão com preços retraídos em função da pandemia.</i></p> <p><i>Do ponto de vista do gerador tais produtos se mostrariam muito mais atrativos, considerando que estes agentes são capazes de capturar mais valor para contratos de suprimento com períodos mais longos.</i></p> <p><u>Necessidade de liberar a redução da sobrecontratação involuntária pelas distribuidoras</u></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>A ENGIE entende como adequado que seja permitido às distribuidoras descontratar seus montantes de sobrecontratação desde que haja neutralidade ou benefício tarifário, independentemente de envolver empreendimentos em operação comercial ou ainda em implantação.</i></p> <p><i>Para tal, façamos um exercício considerando uma distribuidora que, apesar de já estar sobrecontratada antes da crise, em decorrência da redução da carga durante a pandemia teve elevação em seu nível de contratação. O Anexo 1 desta contribuição traz de forma detalhada, simulação dos impactos da redução de sobrecontratação através do mecanismo aqui proposto.</i></p> <p><i>Neste ponto é importante destacarmos que o mecanismo aqui proposto busca solução conjuntural para a situação excepcional de sobrecontratação decorrente da pandemia. Portanto, é importante ter clareza que as expectativas de PLD são baixas, tendendo a ficar próximas do piso regulatório. Tal que a liquidação de sobrecontratações no MCP provavelmente trará prejuízos severos as distribuidoras e consumidores.</i></p> <p><i>Dito isso, entendemos como adequada a possibilidade de que seja feita a redução dos montantes de sobrecontratação, primordialmente aqueles involuntários, através dos mecanismos existentes, após adoção dos ajustes regulatórios propostos no início dessa seção. Após liquidada a situação involuntária de exposição é que poderiam ser aliviadas as exposições voluntárias da distribuidora.</i></p> <p><i>Esse entendimento é conclusão direta, dos fatos acima expostos, senão vejamos: em cenários de PLD baixos, inferiores ao Pmix das distribuidoras, a liquidação dos montantes de sobrecontratação no MCP não produz receita suficiente para a cobertura dos custos contratuais. Desta forma, distribuidora e consumidores absorvem um Resultado Líquido (RL) negativo. A equação abaixo representa o dito acima:</i></p> $RL_{\text{Sobrecontratação}} = (\text{PLD} - \text{Preço Contratual}) \times \text{Montante Sobrecontratado}$ <p><i>Desta forma, sempre que o PLD estiver abaixo dos preços contratuais, as reduções de montantes de energia sobrecontratada irão incorrer em reduções no preço de energia percebido pela base pagadora. O dito acima pode ser visualizado na equação a seguir:</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		$PE = \frac{(\text{Compromissos Contratuais Repassáveis} - \text{Receita MCP Repassável})}{\text{Demanda de Energia}}$ <p>onde:</p> <p><i>PE = Preço de Energia percebido pela base pagadora, em reais por MWh</i></p> <p><i>Compromissos Contratuais Repassáveis: Representa o custo com contratos envolvendo os montantes de energia até o limite de 105% da demanda de energia e os montantes de sobrecontratação involuntária, em reais.</i></p> <p><i>Receita MCP Repassável: Representa a receita auferida no MCP na liquidação dos montantes de sobrecontratação até o limite de 105% da demanda de energia, em reais.</i></p> <p><i>A ANEEL já reconheceu que dentre os efeitos da Pandemia está inclusa a elevação do preço de energia percebido pelo consumidor no âmbito da regulamentação da Conta Covid. Nesta esteira, não há que se falar em comparação com o cenário pré-crise e, sim, analisarmos que não endereçar o problema da sobrecontratação involuntária imputa sobre os consumidores custos excessivos. Desta forma, percebe-se, que reduzir a exposição dos consumidores ao MCP, através da referida redução de sobrecontratação, alivia os impactos tarifários perversos esperados.</i></p> <p><i>Portanto, resta claro, que na conjuntura instaurada no Setor Elétrico devido à pandemia do Covid-19, com sobrecontratações extremas e generalizadas nas concessões de distribuição, são necessárias flexibilizações e ampliações dos mecanismos vigentes de descontração.</i></p> <p>III. Conclusão</p> <p><i>A ENGIE acredita que o cenário trazido pela pandemia do Covid-19 ao Setor Elétrico exige racionalidade e temperança, não somente dos agentes setoriais, mas como também do regulador. De forma que,</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>posicionamentos restritivos e irretiráveis não se mostram cabíveis ao referido cenário. Perante o exposto, defendemos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>A implementação do mecanismo de diferimento de receita dos CCEAR denominado Mecanismo Centralizado com Múltiplos Vendedores, nos moldes apresentados na NT pela SRM/ANEEL. Com a participação voluntária dos geradores cotistas licitados.</i> • <i>Considerando que a exposição involuntária se constitui em ônus para consumidor:</i> <ol style="list-style-type: none"> i. <i>A implementação do MVE com produtos de 3 a 8 anos, sem aferição expost pelo PLD.</i> ii. <i>A implementação de MCSD, com a participação de empreendimentos existentes, com produtos de 3 a 8 anos.”</i> <p><i>[Estudo enviado pela ENGIE disponível no link: https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=B7WcrmsH&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopub]</i></p>		
58	EQUATORIAL ENERGIA	<p>A empresa sugere que seja permitida a participação de geradores nos MCSDEN A-0. A empresa propõe que seja permitida a descontração de geradores em operação comercial pela REN 711 para os anos de 2020, 2021 e 2022, excepcionalmente. A empresa sugere que sejam definidas as regras de repasse do MVE, e os montantes de sobrecontratação involuntária por conta da pandemia de COVID-19. A empresa solicita que o lastro de garantia física de cotas seja reduzido de 90% para 85%.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p>“...</p> <p>4. Flexibilização do MCSD, Acordos Bilaterais e MVE</p> <p><i>Na Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL apresentou uma análise preliminar a respeito da conveniência de flexibilização de instrumentos de gestão de cobertura contratual das distribuidoras de energia: o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSD EN), a negociação bilateral, objeto da Resolução Normativa nº 711/2016, e o Mecanismo de Venda de Excedentes de Energia (MVE).</i></p>	Não aceita	Ver seções III.2.1 a III.2.5.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Por sua vez, a Nota Técnica nº 64/2020–SRM/ANEEL estressou o tema, propondo ações de curto, médio e longo prazo. Como ações de curto prazo, foi sugerido a realização extraordinária do MCSD-EN A-1 em junho de 2020, e o MVE Anual em agosto de 2020, com vigência em 2021. Com o foco no médio e longo prazo, foi sugerido que o MCSD EN A-1 seja realizado duas vezes ao ano, em junho e dezembro, com vigência para o ano seguinte, e que sejam criados novos produtos para comercialização de energia no MVE, quais sejam, produtos A-2 e produtos mensais.</i></p> <p><i>Feito essas considerações, a Equatorial apresenta suas propostas para os diversos tipos de mecanismo de gestão do portfólio dos contratos:</i></p> <p>4.1. Do aprimoramento do mecanismo MCSD EN</p> <p><i>A Equatorial reconhece o esforço da ANEEL em promover uma rodada adicional do MCSD EN A-1, e entende como assertiva a proposta de realizar tal mecanismos duas vezes ao ano.</i></p> <p><i>No tocante da modalidade do MCSD EN A-0, de acordo com a Resolução Normativa 693/2015, alterada pela Resolução Normativa 824/2018, sabemos que essa modalidade não prevê a possibilidade de oferta de redução pelos geradores. Deste modo, caso haja declarações de sobras e déficits validadas, será realizada a cessão de energia apenas entre as distribuidoras participantes. Logo, com intuito de tornar esse mecanismo mais eficaz no atual cenário vivenciado pela crise da pandemia do COVID-19, a Equatorial pleiteia a inclusão dos geradores nas negociações nos referidos mecanismos de gestão, em especial para MCSD EN A-0.</i></p> <p><i>Neste momento, reiteramos a contribuição feita pela ABRADÉE, a qual apresentou por meio do gráfico abaixo a expectativas de sobras, em MWm, estimadas para 2020 e 2021, corroborando que o MCSD EN A-0, que contempla negociações apenas entre distribuidoras, torna-se ineficaz perante os valores ora apresentados.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS													
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa									
		<p>Gráfico 1: Sobras e Déficits de Energia das Distribuidoras Estimados (MWm)</p>  <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico 1</caption> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Sobras Estimadas (MWm)</th> <th>Déficits Estimados (MWm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2020</td> <td>4861</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>2021</td> <td>4660</td> <td>103</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: ABRADDEE (abril/20)</p> <p>Ademais, conforme os resultados finais divulgados pela CCEE do processamento extraordinário do MCSD EN A-1, incorrido em junho/20, observa-se um total de sobras de 7.303,559 MWm, valor este superior ao apontado nas projeções da ABRADDEE para o ano civil 2021, ou seja, o cenário atual desenha-se mais pessimista do que as projeções divulgadas pela ABRADDEE em abril/20. A tabela abaixo resume o resultado do MCSD EN A-1, divulgado pela CCEE.</p>	Ano	Sobras Estimadas (MWm)	Déficits Estimados (MWm)	2020	4861	0	2021	4660	103		
Ano	Sobras Estimadas (MWm)	Déficits Estimados (MWm)											
2020	4861	0											
2021	4660	103											

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS														
#	Entidade	Texto		Aproveitamento	Justificativa									
		<p>Tabela 1: Resultado final do processamento extraordinário do MCSD A-1 de 2021</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Total de sobras validadas (MWm)</th> <th>Total de déficits validados (MWm)</th> <th>Total efetivado de ofertas de redução (MWm)</th> <th>Total de cessões compulsórias (MWm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>7.303,559</td> <td>00,000</td> <td>794,349</td> <td>386,361</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: CCEE (junho/20)</p> <p>Por fim, conforme também colocado pela ANEEL na NT064, vale lembrar que o MCSD EN A-0 que seria realizado em abril de 2020, referente ao produto de abril a dezembro/2020, não foi processado devido à ausência de declaração de déficit. Uma vez mais confirmando a ineficácia atual deste mecanismo, modalidade A-0.</p> <p>Diante disso, a <u>Equatorial está de acordo com o proposto pela ANEEL, adicionalmente reitera o pleito de que seja aberta a possibilidade de os geradores declararem reduções nos mecanismos de MCSD EN, modalidade A-0, já que a troca entre as distribuidoras não é uma opção real frente a sobrecontratação generalizada.</u></p> <p>4.2. Do aprimoramento dos Acordos Bilaterais</p> <p>O acordo bilateral foi um mecanismo muito utilizado pelas distribuidoras para reduzir a sobrecontratação nos anos de 2016 a 2018. A Resolução Normativa nº 711/2016, inicialmente, permitia a celebração de acordos entre distribuidoras e qualquer gerador, ou seja, distribuidoras e geradores que já estavam em operação ou geradores que ainda entrariam em operação. Ressaltamos que a Equatorial se utilizou desse mecanismo para efetuar a sua gestão contratual e nível de cobertura tarifária de suas empresas EQTL – MA e EQTL – PA, independente do resultado financeiro da operação.</p>			Total de sobras validadas (MWm)	Total de déficits validados (MWm)	Total efetivado de ofertas de redução (MWm)	Total de cessões compulsórias (MWm)	7.303,559	00,000	794,349	386,361		
Total de sobras validadas (MWm)	Total de déficits validados (MWm)	Total efetivado de ofertas de redução (MWm)	Total de cessões compulsórias (MWm)											
7.303,559	00,000	794,349	386,361											

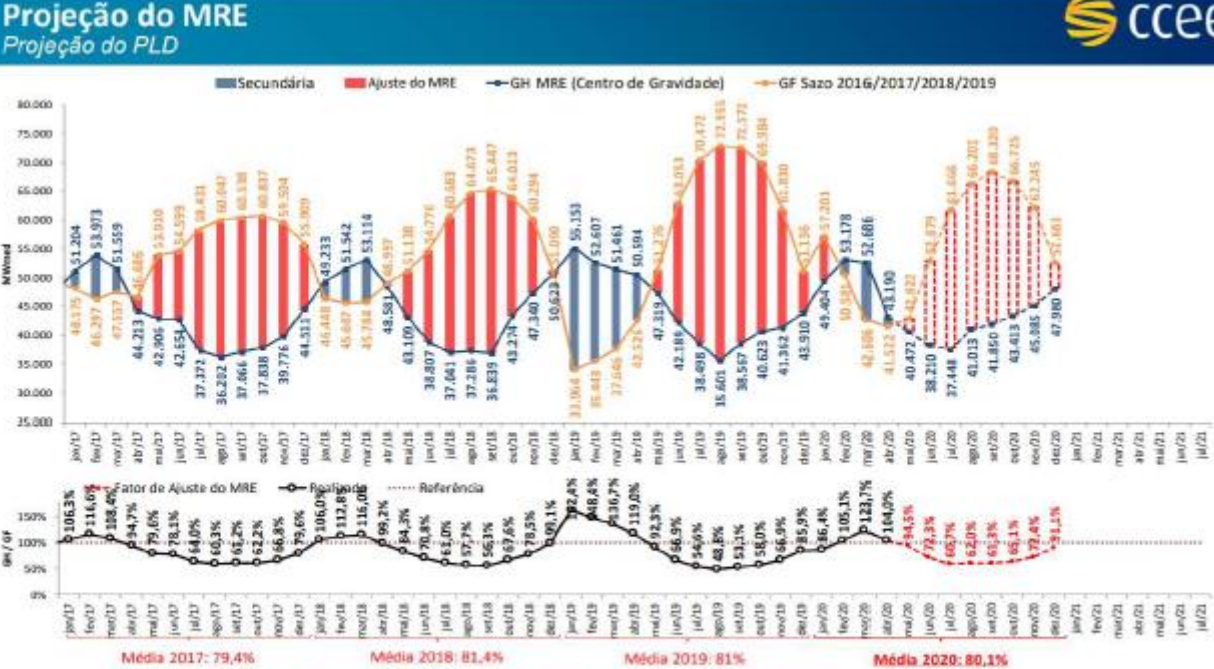
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>A REN nº 824/2018, que atualizou a resolução REN nº 711/2016, determinou a celebração de acordos bilaterais entre partes signatárias de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR seriam apenas com empreendimentos de geração que não possuam unidades geradoras em operação comercial. Esta determinação limitou a quantidade de acordos bilaterais, conseqüentemente reduzindo a eficácia desse mecanismo na redução contratual.</i></p> <p><i>No cenário atual da crise da pandemia COVID-19, onde temos uma sobrecontratação em massa por parte das distribuidoras conforme supracitado, <u>a Equatorial pleiteia que, excepcionalmente para os anos de 2020, 2021 e 2022, seja retomado a participação dos geradores em operação comercial, aumentando a possibilidade de mitigar a redução dos contratos nesses anos civis.</u></i></p> <p><i>Em tempo, na Nota Técnica nº 199/2017-SRM/ANEEL, que embasou a abertura da AP 070/2017 cujo objetivo era regulamentar o MVE, reconheceu a redução da abrangência e flexibilidade do MCSD EN e Acordos Bilaterais com a exclusão dos geradores em operação desses mecanismos. Em contrapartida, nesta mesma NT a ANEEL reconheceu que os demais mecanismos existentes de troca de energia, aliado à possibilidade de venda de excedentes, seriam suficientes para a gestão do portfólio das distribuidoras. No tópico seguinte abordaremos sobre a ineficácia do MVE devido ao cenário vivenciado, bem como as incertezas do repasse tarifário.</i></p> <p>4.3. Do aprimoramento do MVE</p> <p><i>O Mecanismos de Venda de Excedentes-MVE é um modelo de processamento centralizado, dinâmico e prático, previsto na Lei nº 13.360/2016, regulamentando por meio da Resolução Normativa nº 824/2018, com os proponentes vendedores (distribuidoras) declarando livremente preço e quantidade ofertada de venda, limitando-se a 30% da sua respectiva carga apurada nos últimos 12 meses, enquanto os proponentes compradores (demais agentes de mercado), declaram suas intenções de compra, com respectivos preços e quantidades pretendidas.</i></p> <p><i>Apenas em 2020, a ANEEL já realizou duas ações em direção a potencializar a eficácia do mecanismo:</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>i. Ampliação para 30% do limite de venda de que trata o inciso III do artigo 4º da Resolução Normativa nº 824, de 2018, para os processamentos do mecanismo no ano de 2020, por meio do Despacho nº 936, de 7 de abril de 2020.</i></p> <p><i>ii. Em atendimento à solicitação da ABRADÉE, realizada através da carta ABRADÉE/B31.00.CT2020-0018, enviada em 18/03/2020, a ANEEL autorizou uma rodada adicional e extraordinária do mecanismo para o produto “2º semestre”, juntamente com o produto “2º trimestre” ou em momento posterior mais conveniente a critério da CCEE, por meio do Ofício nº 42/2020-SRM/ANEEL. Tal rodada extraordinária, divulgada pela CCEE em 11/05/2020 através do Comunicado CO 305/2020, teve realização no dia 26 de maio de 2020.</i></p> <p><i>A Equatorial, novamente reconhece os esforços dessa Agência no sentido de solucionar a sobrecontratação das distribuidoras, no entanto, como bem colocado na NT 01/2020-GMSE/ANEEL e NT 64/2020-SRM/ANEEL, a redução de demanda afetou principalmente os consumidores livres, reduzindo o apetite no ambiente de contratação livre – ACL. Adicionalmente o PLD apresenta valores inferiores ao PMIX das distribuidoras, inviabilizando a eficácia desse mecanismo.</i></p> <p><i>Outro fato que podemos citar é que, conforme gráfico abaixo, que desde sua regulamentação, o MVE já foi processado em 7(sete) operações sendo, no ano de 2018 em dezembro, para o ano de 2019 em março, junho, setembro e dezembro, e por fim agora em 2020 em março e maio. Porém, houve redução do montante negociado, notadamente com uma queda acentuada a partir de junho de 2019, justamente o mês em que a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 25/2019, e apresentou a proposta de um tratamento tarifário do resultado do MVE para as Distribuidoras, indefinido seus efeitos nos resultados nas empresas.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																												
		<div data-bbox="392 391 1691 1013" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Montantes Ofertados X Montantes Negociados no MVE (Produto de 3 Meses)</caption> <thead> <tr> <th>Mês do Processamento</th> <th>Potenciais (MWmed)</th> <th>Negociado (MWmed)</th> <th>Negociado/Potenciais (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>dez/18</td> <td>~1.000</td> <td>~250</td> <td>26,3%</td> </tr> <tr> <td>mar/19</td> <td>~3.800</td> <td>~500</td> <td>13,6%</td> </tr> <tr> <td>jun/19</td> <td>~1.500</td> <td>~150</td> <td>9,8%</td> </tr> <tr> <td>set/19</td> <td>~2.800</td> <td>~400</td> <td>13,6%</td> </tr> <tr> <td>dez/19</td> <td>~800</td> <td>~150</td> <td>21,1%</td> </tr> <tr> <td>mar/20</td> <td>~2.600</td> <td>~200</td> <td>8,4%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>Diante disso, é nítido que a indefinição das regras acerca do repasse tarifário desaqueceu esse mecanismo. Somado a isso, tem-se a indefinição, também, da sobrecontratação involuntária motivada pela redução de mercado, inviabilizando a distribuidora a avaliar o real risco a qual está exposta.</p> <p>Com isso, para que se aumente a eficácia do mecanismo MVE <u>a Equatorial pleiteia celeridade nas definições das regras de repasse do MVE, bem como na definição dos montantes classificados como sobrecontratação involuntária, devido a redução do mercado motivado pela pandemia COVID-19.</u></p> <p>5. Redução do Lastro de Cotas</p> <p>O decreto nº 7.805/2012, no capítulo 3, da contratação de cotas de garantia física de energia e de potência, determina no Art. 8º que para fins de aferição de lastro para cobertura de consumo das concessionárias de</p>	Mês do Processamento	Potenciais (MWmed)	Negociado (MWmed)	Negociado/Potenciais (%)	dez/18	~1.000	~250	26,3%	mar/19	~3.800	~500	13,6%	jun/19	~1.500	~150	9,8%	set/19	~2.800	~400	13,6%	dez/19	~800	~150	21,1%	mar/20	~2.600	~200	8,4%		
Mês do Processamento	Potenciais (MWmed)	Negociado (MWmed)	Negociado/Potenciais (%)																													
dez/18	~1.000	~250	26,3%																													
mar/19	~3.800	~500	13,6%																													
jun/19	~1.500	~150	9,8%																													
set/19	~2.800	~400	13,6%																													
dez/19	~800	~150	21,1%																													
mar/20	~2.600	~200	8,4%																													

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>distribuição, será considerado o montante de 90% noventa por cento das cotas de garantia física de energia e de potência alocadas, nos termos dos art. 4º e art. 6º.</i></p> <p><i>A redução do lastro da garantia física de 95% para 90% começou a vigorar a partir de setembro de 2017, em virtude do Decreto 9.143/2017, e contribuiu para redução da sobrecontratação das distribuidoras nos anos 2017 e 2018.</i></p> <p><i>Ao analisar o InfoPLD Junho/2020, relatório divulgado pela CCEE em seu site, podemos perceber que nos próximos meses a projeção do GSF será abaixo de 95% e que a projeção para o segundo semestre será de redução acentuada de modo que contribuirá para o fator de 80,1% média para 2020.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<div data-bbox="387 395 1688 1117">  <p>Projeção do MRE Projeção do PLD</p> <p>■ Secundária ■ Ajuste do MRE — GH MRE (Centro de Gravidade) — GF Sazo 2016/2017/2018/2019</p> <p>MWh</p> <p>0% 50% 100% 150%</p> <p>1006,3% 1116,6% 1088,4% 994,7% 79,6% 78,1% 64,0% 60,3% 65,2% 62,2% 58,8% 79,6% 106,0% 112,6% 116,0% 99,2% 84,3% 70,8% 61,0% 97,7% 56,3% 67,6% 78,5% 89,1% 72,4% 88,4% 93,6% 79,7% 119,0% 56,9% 54,6% 48,8% 53,5% 58,0% 85,9% 86,4% 105,1% 123,7% 104,0% 79,3% 72,3% 68,7% 62,0% 60,3% 65,1% 72,4% 73,1%</p> <p>Média 2017: 79,4% Média 2018: 81,4% Média 2019: 81% Média 2020: 80,1%</p> <p>• Promissas: Despacho por Ordem de Mérito; Considera Modulação da Carga e Geração Hidráulica nos Finais de Semana</p> <p>159</p> </div> <p>Fonte: InfoPLD Junho/20</p> <p><i>A redução das cotas de garantia física de energia e de potência para 85% é uma alternativa que contribuirá para mitigar o problema da sobrecontratação das distribuidoras e também para reduzir a despesa do risco hidrológico, que é compartilhada com o consumidor via liquidação do mercado de curto prazo na CCEE.</i></p> <p><i>Diante do atual cenário, adicionalmente Equatorial solicita que seja reduzido o lastro da garantia física de 90% para 85% com início de vigência na liquidação seguinte após a análise desta proposta.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>6. Considerações Finais</p> <p><i>Conforme já exposto, o Grupo Equatorial reconhece o esforço dessa Agência no tocante da gestão contratual, principalmente em solucionar a sobrecontratação generalizada das distribuidoras devido à redução de mercado motivada pela pandemia COVID-19.</i></p> <p><i>Adicionalmente, mantendo o foco na modicidade tarifária e o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, propusemos considerações complementares de modo a tornar esses mecanismos mais eficazes, quais sejam:</i></p> <p><i>Em Diferimentos dos Pagamentos de Contratos Regulados, partindo do princípio que a distribuidora é a principal arrecadadora da cadeia de suprimentos do setor elétrico, propusemos que a taxa de remuneração a ser cobrada pelos geradores tenha como limite até o spread do empréstimo da Conta-COVID, que não haja a participação compulsória, preservando que as propostas de diferimento sejam opcionais as distribuidoras, permitindo à cada empresa analisar suas alternativas, bem como definir suas estratégias. Por fim que ANEEL determine à CCEE que elabore os relatórios detalhados com os valores diferidos, o custo de operação e as competências dos valores envolvidos, pois serão necessários para o preenchimento da planilha de energia da CVA via duto dos pagamentos da ANEEL.</i></p> <p><i>Em Diferimentos dos Pagamentos de GAG de usinas Cotistas, pelos mesmos motivos supracitados no parágrafo anterior, a Equatorial pleiteia a inclusão no ato normativo, que os custos da operação sejam repassados às tarifas dos consumidores cativos na proporção da parcela que o risco esteja alocado a eles (limite regulatório e sobrecontratação involuntária).</i></p> <p><i>Com relação a Flexibilização dos MCSD, Acordos Bilaterais e MVE, no tocando MCSD EN, a Equatorial reitera o pleito de que sejam incluídos a possibilidade dos geradores declararem reduções nos mecanismos de MCSD EN, modalidade A-0, já que a troca entre as distribuidoras não é uma opção real frente a sobrecontratação generalizada. Para os Acordos Bilaterais, a Equatorial pleiteia que, excepcionalmente para os anos de 2020, 2021 e 2022, seja retomado a participação dos geradores em operação comercial, aumentando a possibilidade de mitigar a redução dos contratos nesses anos civis. Finalmente, para o MVE a Equatorial pleiteia celeridade nas definições das regras de repasse do MVE, bem como na definição dos montantes</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>classificados como sobrecontratação involuntária, devido a redução do mercado motivado pela pandemia COVID-19.</i></p> <p><i>Por fim, fim como uma contribuição adicional ao proposto na CP037/2020, a Equatorial solicita que seja reduzido o lastro da garantia física de 90% para 85% com início de vigência na liquidação seguinte após a análise desta proposta.”</i></p>		
59	ESBR	<p>A ESBR sugere i) a diversificação de produtos oferecidos pelo MVE, com a criação de produtos de médio e longo prazos, de 2 a 10 anos de vigência; (ii) aperfeiçoamento das regras de repasse tarifário pela sobrecontratação e as vendas realizadas pelas distribuidoras no MVE.</p> <p><u>Justificativa:</u></p> <p><i>“O MVE (ou MCSD) pode ser solução mais impactante e duradoura para mitigar as sobrecontratações das distribuidoras, e, ao mesmo tempo, oferecer ao ACL sobras relevantes de contratos, aumentando a liquidez do mercado bilateral. Recorde-se que a própria CCEE deve primordialmente liquidar diferenças, o excesso de montantes de energia levados para Liquidação por quaisquer Agentes, representa risco indesejado ao PLD, especialmente em se tratando de Ds às quais terminam por levar tal exposição aos seus consumidores cativos ou absorver risco estranho às suas atividades.</i></p> <p><i>Para tanto, a ESBR sugere que:</i></p> <p><i>i) a diversificação de produtos oferecidos pelo MVE, com a criação de produtos de médio e longo prazos, de 2 a 10 anos de vigência.</i></p> <p><i>Justificativa:</i> <i>na conjuntura atual de preços baixos (PLDs e preços do ACL), somente contratos de longo prazo no MVE poderão alcançar preços de equilíbrio atrativos para as distribuidoras e para os compradores (comercializadoras, geradores e consumidores livres).</i></p> <p><i>ii) aperfeiçoamento das regras de repasse tarifário pela sobrecontratação e as vendas realizadas pelas distribuidoras no MVE. Essas regras devem alcançar as seguintes medidas:</i></p>	Parcialmente aceita	Ver seções III.2.2 e III.2.4.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>a) a separação clara ex-ante dos montantes de excedentes que estão sendo ofertados pelas Ds em montantes de sobrecontratação voluntária e involuntária;</p> <p>b) para os montantes de sobrecontratação involuntária, não se deve aferir lucro ou prejuízo ex-post. Deve-se conferir neutralidade tarifária para as Ds, visto que o preço negociado no MVE deriva de um mecanismo de mercado competitivo, onde os preços resultantes refletem o melhor custo de oportunidade do momento;</p> <p>c) os montantes de sobrecontratação aferidos para o médio longo prazo devem considerar balanços anuais futuros, e não condições mensais aferidas ex-post, a aferição de condições sazonais traz risco adicional e afasta ofertas de montantes excedentes pelas Ds;</p> <p>d) para os montantes de sobrecontratação voluntária, os riscos associados pela venda devem ser integralmente das Ds, que poderão escolher ou não reduzir suas posições de sobrecontratação voluntária na CCEE, mitigando os riscos de PLDs baixos na liquidação de suas sobras voluntárias.</p> <p>Justificativa: a falta de montantes expressivos negociados no MVE evidencia que acima de tudo é preciso tratar da clareza das regras de repasse tarifário, previstas no âmbito da AP 25/19, que não tem conclusão até o momento. A aferição ex-post de resultados mensais, com cobrança de prejuízos aferidos ex-post e outras indefinições do repasse, contrariam a confiança que a ANEEL deposita na competição do próprio mecanismo. É preciso dar responsabilidades claras para as Ds pelas vendas efetivadas no MVE com preço fixo, somente assim haverá aumento de oferta de montantes de excedentes a preços críveis. Desta forma, com a redução dos montantes de sobrecontratações, espera-se a mitigação dos riscos de exposição ao PLD, seja oriunda de sobras voluntárias ou involuntárias, beneficiando as distribuidoras e os consumidores cativos, respectivamente.”</p>		
60	FURNAS	A empresa sugere que seja excluída a indenização em casos de redução permanente ou rescisão contratual de CCEAR, no caso de MCSDEN e acordos bilaterais. Sugere que seja permitida a descontração de empreendimentos em operação comercial. Sugerem que a apuração do MVE não deve considerar o PLD ex-post, e que devem ser ofertados produtos de 3 a 5 anos.	Parcialmente aceita.	Ver seções III.2.1, III.2.3 e III.2.4.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>Justificativa:</u></p> <p>“2 Contribuições de FURNAS</p> <p>2.1 Negociações Bilaterais e MCSD de Energia Nova</p> <p><i>Um dos objetivos desta discussão é buscar soluções para os níveis de sobrecontratação das distribuidoras exarcebados pelos efeitos da pandemia da Covid-19 e tendo sempre em vista a modicidade tarifária. FURNAS apoia esta movimentação e vê que a melhor forma de obter tal resultado é através de mecanismos de mercado, sendo que a maioria deles já existentes, somente necessitariam de aprimoramentos.</i></p> <p><i>Destaca-se que a alteração do Decreto n. 5.163/2004 pelo Decreto 10.350/2020 define que a sobrecontratação decorrente dos efeitos da pandemia é considerada involuntária:</i></p> <p><i>“§ 7º Entende-se por exposição contratual involuntária o não atendimento ao disposto no inciso II do caput do art. 2º, observada a avaliação do máximo esforço do agente de distribuição pela ANEEL, em razão de:</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>VI - redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da covid-19 apurada conforme regulação da Aneel.”</i></p> <p><i>Nesse contexto de sobrecontratação estrutural da ordem de 5000 MWmed, associados à baixa representatividade dos CCEARs de energia existente, que são os que apresentam flexibilidade para redução, no total do portfólio de contratos, vislumbra-se que os CCEARs de Energia Nova precisam de aprimoramento regulatório para que se tornem um mecanismo de mercado efetivo que possa mitigar esse efeito sobre as distribuidoras.</i></p> <p><i>A Resolução Normativa 711/2016 trouxe avanços ao tratar de mecanismos de gestão de riscos no portfólio de contratos de geradores e distribuidoras. No entanto, a revisão desta resolução pela REN 824/18, trouxe alterações para o mecanismo que acabaram por reduzir muito sua atratividade e a elegibilidade. A alteração do artigo 1º da REN 711/16 pela REN 824/18 limitou a participação no mecanismo aos empreendimentos de geração que ainda não estejam em operação comercial, como citado a seguir:</i></p> <p><i>“Art. 1º Estabelecer critérios e condições para celebração de acordos bilaterais entre partes signatárias de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR vinculados a empreendimentos</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>de geração que não possuam unidades geradoras em operação comercial. (Redação dada pela REN ANEEL 824 de 10.07.2018)."</p> <p><i>Além da elegibilidade, a atratividade também foi prejudicada ao imputar uma indenização equivalente a um ano de receita do empreendimento a ser paga pelo gerador. Segue a redação do parágrafo 11 do Art. 2º</i></p> <p><i>"Art. 2º O acordo bilateral poderá envolver as seguintes modalidades:</i></p> <p><i>I – redução temporária total ou parcial da energia contratada;</i></p> <p><i>II – redução parcial permanente da energia contratada;</i></p> <p><i>III – rescisão contratual.</i></p> <p><i>(...) § 11 Os acordos de que tratam os incisos II e III do caput ensejarão o pagamento pelos geradores de indenização equivalente a um ano de receita do empreendimento, proporcional ao montante reduzido, com sua reversão integral para modicidade tarifária, conforme procedimentos definidos no Módulo 4 do Proret. (Incluído pela REN ANEEL 824 de 10.07.2018)."</i></p> <p><i>Por se tratar de um acordo bilateral, consensual e voluntário, não é cabida uma condição tão excessiva e onerosa para as partes. Dessa forma FURNAS sugere a eliminação desta indenização e a exclusão deste parágrafo, de forma a trazer mais atratividade e participação para o mecanismo.</i></p> <p><i>Adicionalmente, a REN 824/2018 definiu a mesma indenização para o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCS D Energia Nova):</i></p> <p><i>§ 1º A redução ofertada poderá ser: (Redação dada pela REN ANEEL 869 de 28.01.2020)</i></p> <p><i>I - temporária, total ou parcial, para os processamentos do MCS D Energia Nova de que tratam o inciso II do art. 5º, obedecendo a vigência desses processamentos; ou (Redação dada pela REN ANEEL 824 de 10.07.2018)</i></p> <p><i>II – permanente, para o processamento do MCS D Energia Nova de que trata o inciso</i></p> <p><i>III do art. 5º, com vigência até o fim do período de suprimento dos contratos reduzidos ou implicando a rescisão desses contratos na hipótese de redução total. (Redação dada pela REN ANEEL 869 de 28.01.2020)</i></p> <p><i>(..)</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>§ 11 A oferta de redução de que trata o inciso II do § 1º ensejará o pagamento de indenização pelos geradores equivalente a um ano de receita do empreendimento, proporcional ao montante reduzido, com sua reversão integral para modicidade tarifária. (Incluído pela REN ANEEL 824 de 10.07.2018)</i></p> <p><i>Os mesmos argumentos contrários a esta indenização se sustentam, dado que o mecanismo é consensual e voluntário. Além disso, a participação dos geradores se torna bem menos atrativa, fazendo o mecanismo perder relevância.</i></p> <p><i>Lembramos também que, em geral, os empreendimentos com CCEARs de Energia Nova estão comprometidos com financiamentos de longo prazo e para abrir mão de receitas ou prever um pagamento de indenização requer a anuência das instituições financiadoras. E os geradores teriam dificuldades em conseguir justificar e conseguir o de acordo para descontratar tais contratos, seja para fins de proteção contra o risco hidrológico, seja para substituí-los por outros que vão poderiam garantir um melhor perfil da dívida.</i></p> <p><i>Não faz sentido a exigência de indenização por parte dos geradores, tornando esses mecanismos proibitivos de serem utilizados por eles, num cenário de sobrecontratação generalizada e involuntária das distribuidoras, reconhecida pelo Decreto 10.350/20, onde qualquer redução contratual, ainda que de contratos a preços inferiores ao Pmix, irão aliviar o custo da energia para os consumidores cativos.</i></p> <p><i>Os referidos normativos foram muito relevantes para a adequação das posições contratuais de geradores e distribuidoras, além de beneficiar os consumidores finais que potencialmente deixaram de arcar com sobrecontratações.</i></p> <p><i>Destaca-se, com relação ao GSF, que as descontratações temporárias dos CCEARs e acordos bilaterais realizados pelas concessionárias de distribuição de energia com os agentes geradores permitiu para muitos dos geradores hidráulicos a condição de solvência em 2017, propiciando “oxigênio” naquele momento para continuidade das suas operações, possibilitando no longo prazo a manutenção de tarifas módicas aos consumidores finais.</i></p> <p><i>Em suma, por meio dos referidos normativos, foi possível a criação de reserva de energia para fins de hedge hidrológico e o direcionamento de montantes de energia para o Ambiente de Contratação Livre – ACL (tendência e item almejado pelo Poder Público na Consulta Pública do MME nº 33/2017), trazendo uma solução mitigadora de problemas diversos que os agentes enfrentam, tais como: i) sobrecontratação e fluxo</i></p>		

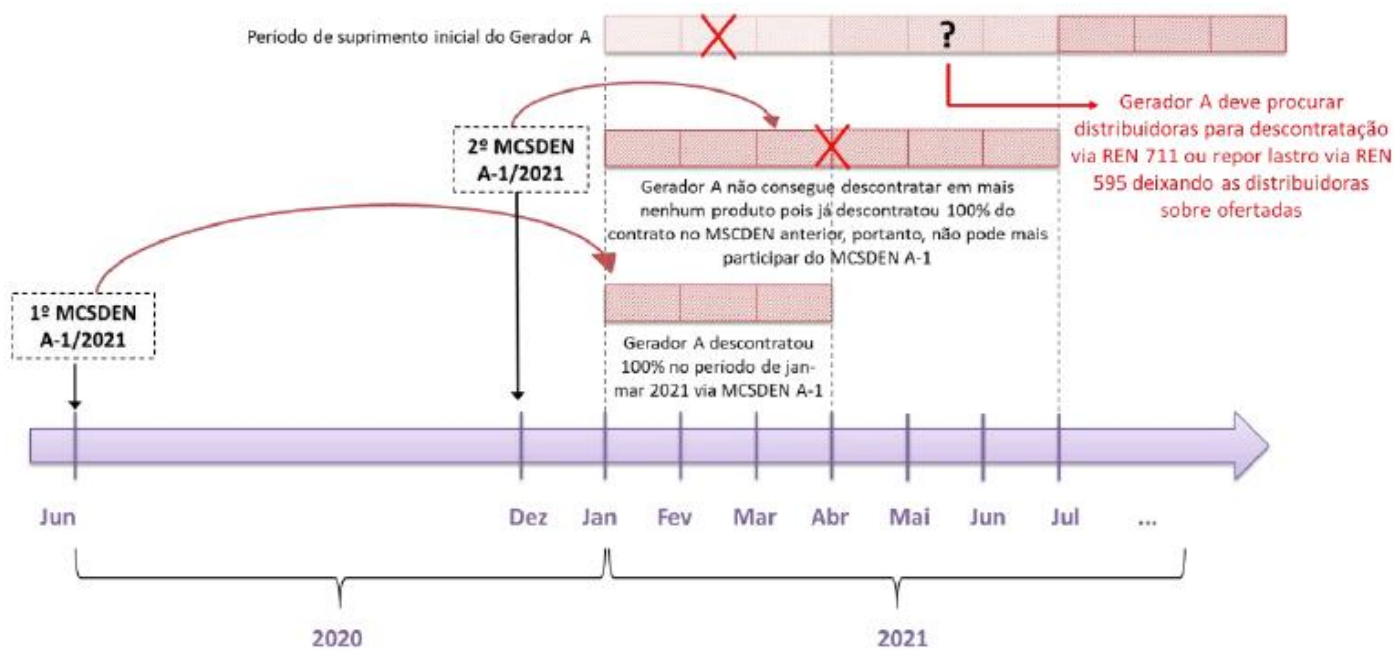
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>de caixa das distribuidoras; ii) GSF acentuado; e iii) pequena oferta de energia para consumidores livres no ACL.</i></p> <p><i>Inicialmente, registramos nosso entendimento de que a restrição de participação tão somente a novos empreendimentos que ainda não entraram em operação comercial e a indenização de um ano de receita nas hipóteses de redução definitiva de quantidades dada pela revisão da ReN 711/16 e ReN693/15, caminham em sentido contrário ao que se almeja no setor elétrico brasileiro, reduzindo o grau de liberdade e de flexibilidade de atuação dos agentes do setor, condições necessárias para a eficiência.</i></p> <p><i>A alteração da REN711/2016 foi embasada no argumento de que tal mecanismo trazia efeitos negativos para o consumidor final. No entanto, destacamos que tanto o ônus quanto o bônus das descontrações são alocados nas distribuidoras, mantendo as condições tarifárias. Ponto este destacado pelo diretor-relator Tiago de Barros Correia em seu voto:</i></p> <p><i>“21. Quanto à argumentação de que o bônus, tal qual o ônus, deve ser integralmente direcionado à distribuidora, entendemos que tal afirmação possui consistência e consideramos que a contribuição deve ser acatada.”</i></p> <p><u><i>Assim, FURNAS solicita a flexibilização da elegibilidade dos participantes na ReN711/16, estendendo as todos os geradores, bem como a retirada da indenização na hipótese de redução definitiva das quantidades por parte dos geradores previstas nas ReN711/16 e ReN693/15.</i></u></p> <p><i>2.2 Mecanismo de Venda de Excedentes</i></p> <p><i>O Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE permite que a distribuidora negocie sobras contratuais no Ambiente de Contratação Livre. Assim, representa uma flexibilidade para o portfólio e, que pode ter resultados ou neutros ou positivos para o consumidor final.</i></p> <p><i>Sua regulamentação se deu pela REN824/2018 e, desde então, demonstrou ampla participação em todos os seus processamentos.</i></p> <p><i>Percebe-se nesses processamentos a predominância de produtos, de energia especial mesmo com precificação vinculada ao PLD (PLD + ágio). Já o produto convencional, que poderia atender a um contingente</i></p>		

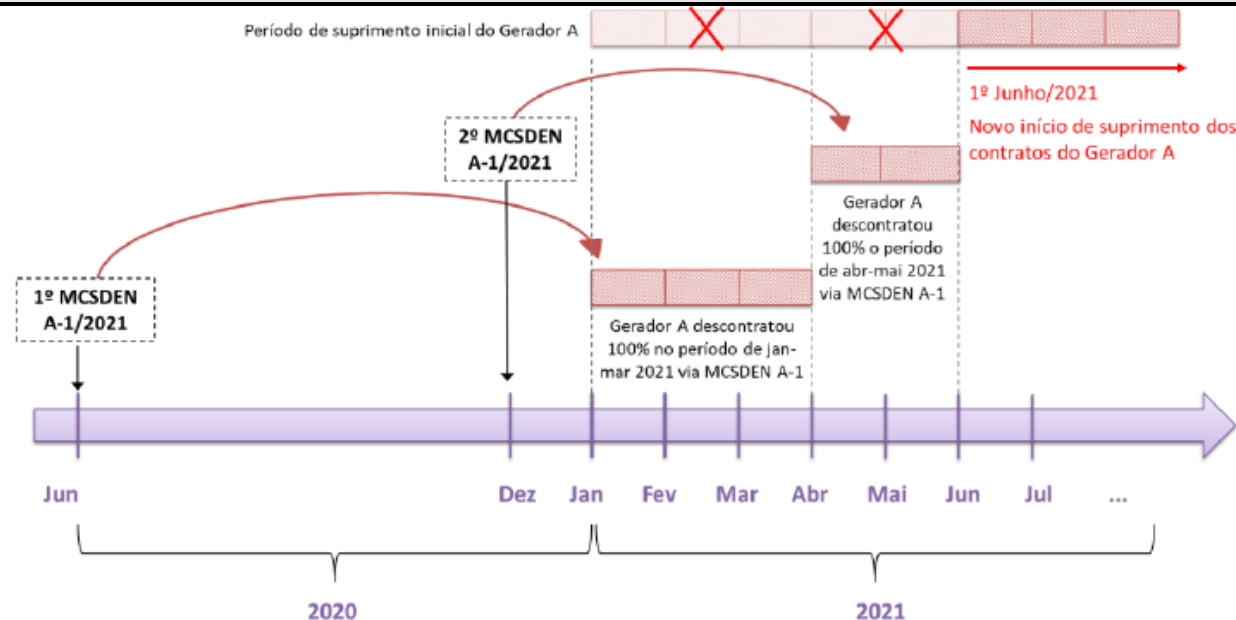
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>maior de agentes, não é atrativo na forma que é ofertada a PLD+ágio para os geradores e comercializadores, uma vez que há alguns anos o mercado vem trabalhando com deságio sobre o PLD no mercado de curto prazo. As propostas trazidas pela NT 64/2020 como a criação de produtos adicionais e possibilidade de rodadas adicionais do mecanismo são relevantes e bem vindas. No entanto, vê-se possibilidade de melhora no desenho dos produtos, de forma inclusive a trazer mais atratividade para a energia convencional. O principal objetivo de compradores e vendedores a preço fixo é a segurança e previsibilidade de custos e receitas, enquanto que os negócios realizados a preço + ágio atuam como uma transferência de risco entre as partes. Considerando isto e o fato de que os preços de curto prazo são os mais voláteis, conclui-se que o mais adequado para mitigar riscos e trazer atratividade é a possibilidade de produtos de longo prazo. Adicionalmente, pela natureza de ampla participação do MVE, entende-se que as negociações realizadas por este meio sejam eficientes e revelam a real disposição a pagar e receber dos agentes envolvidos e as melhores condições de mercado naquele momento. Sendo assim, a apuração do resultado com base no PLD é contraproducente, inclusive pelo fato de que o principal objetivo para as distribuidoras é se proteger das oscilações do PLD.</i></p> <p><u>Dessa forma, a proposta de FURNAS é que se permitam produtos plurianuais de prazo mais alongado, de 3 a 5 anos, por exemplo. Os preços praticados em produtos deste tipo tem uma natureza mais estrutural, o que também evita que a conjuntura dos preços de curto prazo inviabilize negociações.</u></p>		
61	GNA	<p>Solicita que o resultado do MCSDEN A-1 seja divulgado na 1ª quinzena do mês de junho. Solicita que o MCSDEN A-1 seja ajustado para produtos mensais, de forma que os geradores possam participar dos dois mecanismos. Propõe a alteração da ordem de priorização de descontratação no MCSDEN A-1, para considerar preço e período. Solicita que a usina marginal do MCSDEN A-1 possa escolher o período da descontratação após o término do mecanismo.</p> <p><i>Justificativa:</i> "1. APRIMORAMENTOS DO MCSD ENERGIA NOVA 1.1 Realização de dois processamentos do MCSDEN A-1</p>	Parcialmente aceita	Ver seção III.2.2.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Como medidas de longo prazo, a NT nº 64/2020 traz como possibilidade a incorporação definitiva de dois processamentos anuais do MCSDEN A-1: o primeiro a ser realizado em junho e o segundo após a realização do Leilão de Energia Existente A-1.</i></p> <p><i>Um dos motivadores para a inclusão do processamento em junho, indicado na NT nº 64/2020, é a possibilidade de permitir ao gerador que seja ofertada redução dos montantes contratados, no caso de eventuais atrasos no cronograma, antes da data limite para o registro de contratos de reposição de lastro, com antecedência mínima de 6 meses do suprimento, conforme definido na REN nº 595/213. Segue abaixo transcrição do referido texto da NT:</i></p> <p><i>“136. Tendo em vista que no MCSDEN A-1 podem participar geradores que não tenham unidades geradoras em operação comercial, o processamento extraordinário também permitirá a descontração de CCEAR por geradores que vislumbram um caminho crítico para entrar em operação no ano seguinte. Dessa forma, esses geradores terão a oportunidade de tentar reduzir seus CCEAR com 6 meses de antecedência do início da vigência.”</i></p> <p><i>Com base na própria argumentação apresentada na Nota Técnica, a GNA propõe que o mecanismo seja realizado até o 5º dia útil do mês de junho, com a divulgação dos resultados ainda na primeira quinzena do mês. Isto porque, considerando a incerteza acerca do resultado do MCSD (o agente pode vir a não lograr êxito ou, ainda, êxito parcial), há necessidade que seja concedido ao agente tempo suficiente para eventual contratação dos contratos de reposição de lastro e registro no prazo aludido pela REN nº 595/2013.</i></p> <p><i>Como exemplo prático, pode-se utilizar o cronograma do MCSDEN A-1 ocorrido em dezembro de 2019, indicado na Figura 1 – Cronograma MCSDEN A-1 2020. Percebe-se que foram necessários 7 dias corridos para a publicação dos resultados. Caso o mecanismo venha a ser realizado ainda no início do mês de junho, o gerador terá cerca de 15 dias para, além de negociar o(s) contrato(s) de energia, realizar o trâmite na CCEE: registrar o(s) contrato(s), os montantes, validar as informações no sistema e enviar o contrato à Câmara¹.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS														
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa										
		<p align="center">Cronograma de operação do MCSD EN A-1 de 2020</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>ATIVIDADE</th> <th>DATAS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inserir declarações de sobras ou déficits e certidão de adimplemento* (distribuidoras)</td> <td>09/12/19 a 10/12/19</td> </tr> <tr> <td>Inserir oferta de redução (geradores)</td> <td>09/12/19 a 10/12/19</td> </tr> <tr> <td>Divulgação do resultado preliminar da apuração</td> <td>12/12/19</td> </tr> <tr> <td>Disponibilização do resultado final do MCSD</td> <td>16/12/19</td> </tr> </tbody> </table> <p align="center">Figura 1 – Cronograma MCSDEN A-1 2020</p> <p><i>Com relação ao MCSDEN A-1 extraordinário, ocorrido no último mês, por ter sido processado às pressas em virtude das questões associadas à pandemia do COVID-19, não teria sido possível aos geradores tempo hábil para negociações bilaterais de reposição de lastro da REN 595/2013, caso não tivessem logrado êxito em suas ofertas.</i></p> <p><i>Portanto, a contribuição tem o intuito de trazer maior efetividade e incentivo de participação dos geradores no mecanismo, (beneficiando também as distribuidoras de energia elétrica) - uma vez que as negociações futuras de acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores não estarão vedadas - e de forma que, quando consolidada a ocorrência do mecanismo, este ocorra com processamento dos resultados finais até o 15º dia do mês.</i></p> <p>1.2 Flexibilização dos Produtos Disponibilizados</p> <p><i>Embora não seja um ponto abordado de forma específica na CP nº 64/2020, a GNA entende que, considerada a adoção de dois MCSDEN A-1 anuais, faz-se necessário analisar a possibilidade de alteração dos produtos</i></p>	ATIVIDADE	DATAS	Inserir declarações de sobras ou déficits e certidão de adimplemento* (distribuidoras)	09/12/19 a 10/12/19	Inserir oferta de redução (geradores)	09/12/19 a 10/12/19	Divulgação do resultado preliminar da apuração	12/12/19	Disponibilização do resultado final do MCSD	16/12/19		
ATIVIDADE	DATAS													
Inserir declarações de sobras ou déficits e certidão de adimplemento* (distribuidoras)	09/12/19 a 10/12/19													
Inserir oferta de redução (geradores)	09/12/19 a 10/12/19													
Divulgação do resultado preliminar da apuração	12/12/19													
Disponibilização do resultado final do MCSD	16/12/19													

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>pré-determinados disponibilizados aos geradores, em cada mecanismo, conforme indicado na Resolução Normativa nº 693/2015, transcrita abaixo:</i></p> <p><i>Art. 5º processamento do MCS D Energia Nova será realizado:</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>II – anualmente, após a realização do Leilão de Energia Existente A-1, para cessões que terão vigência no ano seguinte ao de realização do MCS D Energia Nova, processado em rodadas sucessivas que abranjam os seguintes intervalos, em ordem de prioridade:</i></p> <p>a) 1º de janeiro a 31 de dezembro;</p> <p>b) 1º de janeiro a 30 de setembro;</p> <p>c) 1º de janeiro a 30 de junho;</p> <p>d) 1º de janeiro a 31 de março.</p> <p><i>Como é possível perceber, todos os produtos disponibilizados têm início de vigência em janeiro do ano subsequente. Ocorre que, com a existência de duas possibilidades de descontração anuais, os produtos pré-determinados impedem a participação, nos dois mecanismos anuais, dos agentes geradores que, quando da realização do 1º MCS DEN, apenas vislumbrassem atraso de 3 meses em seus cronogramas, optando pelo produto “Jan-Mar” e ofertando 100% de redução dos montantes. Nesta hipótese, em caso de êxito, o agente resta impedido de participar do 2º MCS DEN, já que todos os produtos têm início no mês de janeiro.</i></p> <p><i>Ainda, pode ocorrer de nenhum produto existente no mecanismo de descontração atender às necessidades do gerador (atrasos de 4 ou 5 meses, por exemplo), já que os atrasos não atendem a base trimestral, estando sujeitos a qualquer variação entre 1 e 12 meses.</i></p> <p><i>Neste contexto, e para que o mecanismo se torne cada vez mais efetivo para todas as partes, o gerador deve ter a possibilidade de descontração de produtos flexíveis no MCS DEN A-1, escolhidos na base mensal, de modo a incentivar a participação dos geradores com a compatibilização dos produtos ao atraso estimado no cronograma. Assim seriam ofertados 12 produtos, em ambas edições do MCS DEN, um para cada mês do ano subsequente: Janeiro, Fevereiro, Março, Abril, Maio, Junho, Julho, Agosto, Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Propõe-se, portanto, a desagregação dos produtos/intervalos, de modo que os geradores tenham total flexibilidade para escolher as ofertas de redução, desde que discretizadas em periodicidade mensal, sem a limitação de produtos pré-definidos pelo mecanismo.</i></p> <p><i>As Figura 2 e Figura 3 mostram um exemplo esquemático da diferença entre a metodologia de ofertas de redução atual e a proposta, bem como a forma como se daria a participação do agente gerador nos dois MCSDEN.</i></p> 		
<p>Figura 2 – Atual forma de produtos para oferta de redução dos geradores</p>				

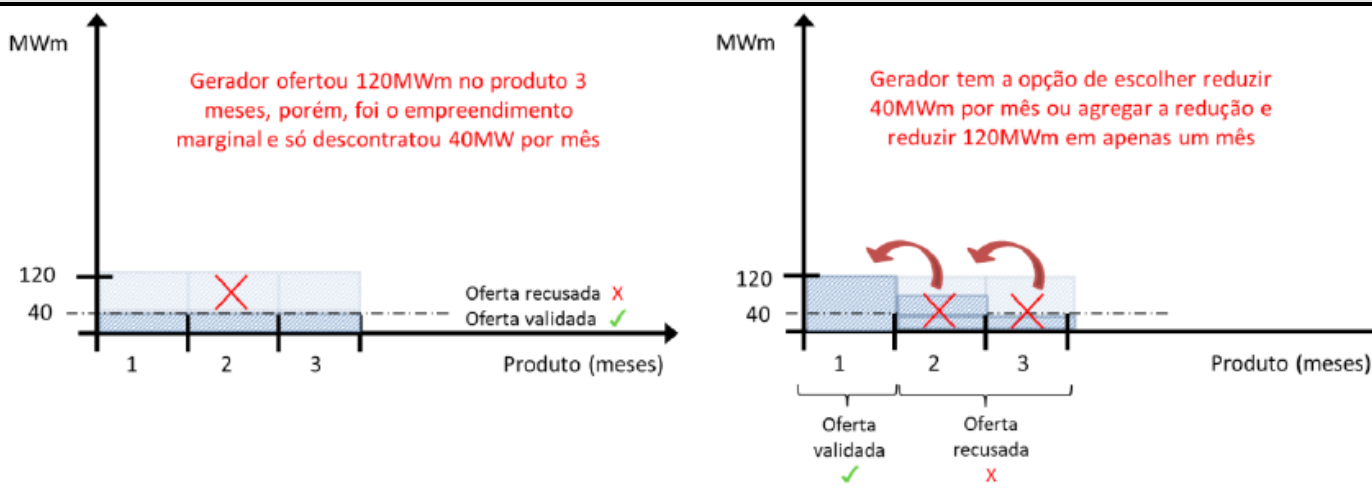
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		 <p>Período de suprimento inicial do Gerador A</p> <p>1º MCSDEN A-1/2021</p> <p>2º MCSDEN A-1/2021</p> <p>Gerador A descontratou 100% o período de jan-mar 2021 via MCSDEN A-1</p> <p>Gerador A descontratou 100% o período de abr-mai 2021 via MCSDEN A-1</p> <p>1º Junho/2021 Novo início de suprimento dos contratos do Gerador A</p> <p>Jun Dez Jan Fev Mar Abr Mai Jun Jul ...</p> <p>2020 2021</p>		
<p>Figura 3 – Proposta de metodologia de produtos mensais de oferta de redução pelos geradores</p> <p>A Figura 2 representa a atual metodologia do MCSDEN, onde o agente gerador caso venha participar do 1º MCSDEN do ano realizando oferta de redução para 100% dos montantes contratados no ano subsequente e consagrando-se vencedor no mecanismo, não poderá participar do 2º MCSDEN, pois não há nenhum produto intra anual disponível (que não comece no mês de janeiro), mesmo que este gerador perceba que ainda há possibilidade de eventual atraso na entrada em operação comercial do empreendimento.</p> <p>Resta para este agente a possibilidade de redução bilateral via REN nº 711/2016 ou reposição de lastro via REN nº 595/2013. A primeira opção pode não ser viável mesmo que haja uma sobrecontratação, visto que o pool de distribuidoras que possuem contratos com este gerador pode não ser o mesmo pool de distribuidoras com sobreofertas – o que torna a participação do gerador no mecanismo MCSDEN mais efetiva e com</p>				

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>benefício ao sistema como um todo. Já na segunda opção, a reposição de lastro pode ser prejudicial às distribuidoras caso ainda haja sobrecontratação, pois terão que arcar com o custo de repasse do lastro repostado mesmo não havendo mercado consumidor para esta demanda.</i></p> <p><i>A Figura 3 representa o mecanismo proposto neste documento. Nele os geradores teriam flexibilidade para ofertar o período de redução no MCSDEN, podendo então, caso participantes do 1º MCSDEN ocorrido no ano, e consagrando redução de 100% de seus compromissos de energia, participar do 2º MCSDEN ocorrido no ano, ofertando produtos com início do período de redução diferentes do ofertado na 1ª participação.</i></p> <p><i>Vale lembrar que as distribuidoras declaram os montantes de sobras e déficits para o período anual, não havendo necessidade de correlação entre os períodos de redução ofertados pelos geradores e o declarado pelas distribuidoras pois, caso contrário, haveria maior dificuldade de êxito no mecanismo tanto para a distribuidora quanto para o gerador, efeito este indesejado no mecanismo.</i></p> <p><i>Para o ano de 2020, considerando que a 1ª edição do MCSDEN já ocorreu, a GNA destaca a importância da flexibilização dos produtos pelo menos no 2º MCSDEN A-1, que ocorrerá em dezembro de 2020, tendo em vista as incertezas quanto à dimensão dos impactos da Pandemia do COVID-19 no cronograma de implantação dos projetos.</i></p> <p><i>Com a referida alteração ainda para o ano de 2020, os agentes que se sagraram vencedores do MCSDEN A-1 de junho de 2020, poderão ampliar o período de descontração, garantindo assim maior acoplamento ao cronograma verificado ao longo do ano, contribuindo para o equacionamento e redução da sobrecontratação das distribuidoras.</i></p> <p>1.3 Ordem de Prioridade dos Produtos</p> <p><i>Referindo-se aos aprimoramentos do MCSDEN, vale discutir também a ordem de prioridade adotada para a descontração dos montantes ofertados pelos agentes geradores: o normativo vigente determina que o primeiro critério de priorização é o período ofertado pelo agente gerador (produto), seguido pelo preço do contrato.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																												
		<p><i>Neste formato, valoriza-se a descontratação por produto sem levar em consideração o critério econômico-financeiro da redução de um contrato de preço mais elevado, porém, ofertado em um produto de período menor.</i></p> <p><i>Uma metodologia possível, que visa perseguir a captura do critério econômico-financeiro, seria a de avaliar os empreendimentos a serem descontratados pelo binômio período ofertado e o preço do contrato. Para exemplificar, segue abaixo um comparativo hipotético de três empreendimentos que declararam oferta:</i></p> <p style="text-align: center;">Tabela 1 - Ofertas de redução mecanismo vigente</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Empreendimento</th> <th>Oferta de Redução (MWm/mês)</th> <th>Produto a descontratar</th> <th>Preço do Contrato (R\$/MWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>200</td> <td>06 meses</td> <td>300</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>50</td> <td>12 meses</td> <td>110</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>100</td> <td>12 meses</td> <td>165</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Tabela 2 – Ofertas de redução mecanismo proposto</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Empreendimento</th> <th>Oferta de Redução (MWm/mês)</th> <th>Produto a descontratar</th> <th>Preço do Contrato (R\$/MWh)</th> <th>Oferta de Redução (MWm/ano)</th> <th>Período analisado</th> <th>Preço do Contrato (R\$/ano)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>200</td> <td>06 meses</td> <td>300</td> <td>100</td> <td>12 meses</td> <td>262.800.000</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>50</td> <td>12 meses</td> <td>110</td> <td>50</td> <td>12 meses</td> <td>48.180.000</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>100</td> <td>12 meses</td> <td>165</td> <td>100</td> <td>12 meses</td> <td>144.540.000</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Observa-se que a tabela proposta possui três colunas novas. Estas colunas servirão apenas para análise da ordem de prioridade para descontratação. O gerador manterá a descontratação no produto ofertado.</i></p> <p>1.3.1 Sobreoferta das distribuidoras maior que ofertas de redução</p>	Empreendimento	Oferta de Redução (MWm/mês)	Produto a descontratar	Preço do Contrato (R\$/MWh)	A	200	06 meses	300	B	50	12 meses	110	C	100	12 meses	165	Empreendimento	Oferta de Redução (MWm/mês)	Produto a descontratar	Preço do Contrato (R\$/MWh)	Oferta de Redução (MWm/ano)	Período analisado	Preço do Contrato (R\$/ano)	A	200	06 meses	300	100	12 meses	262.800.000	B	50	12 meses	110	50	12 meses	48.180.000	C	100	12 meses	165	100	12 meses	144.540.000		
Empreendimento	Oferta de Redução (MWm/mês)	Produto a descontratar	Preço do Contrato (R\$/MWh)																																													
A	200	06 meses	300																																													
B	50	12 meses	110																																													
C	100	12 meses	165																																													
Empreendimento	Oferta de Redução (MWm/mês)	Produto a descontratar	Preço do Contrato (R\$/MWh)	Oferta de Redução (MWm/ano)	Período analisado	Preço do Contrato (R\$/ano)																																										
A	200	06 meses	300	100	12 meses	262.800.000																																										
B	50	12 meses	110	50	12 meses	48.180.000																																										
C	100	12 meses	165	100	12 meses	144.540.000																																										

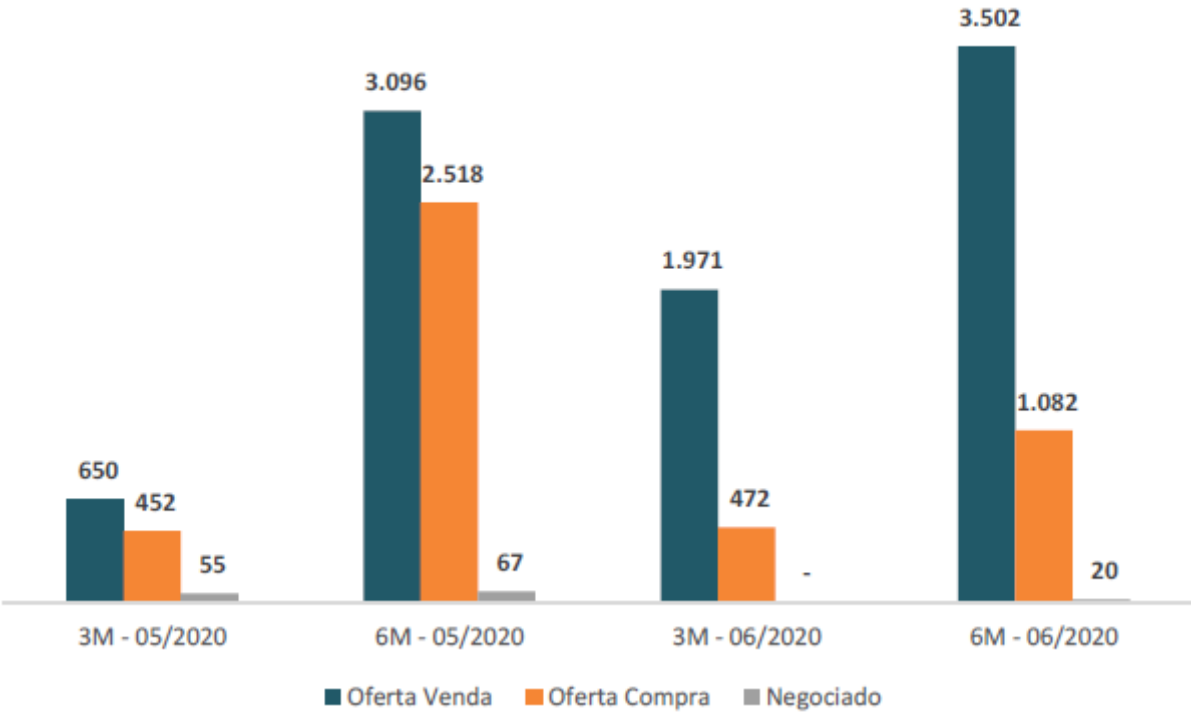
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Caso haja sobreoferta das distribuidoras e esta seja maior que os montantes de redução ofertados pelos geradores, e considerando-se o mecanismo vigente, onde a priorização das etapas para descontração é o produto informado para redução e posteriormente o preço, a ordem de descontração dos empreendimentos seria:</i></p> <p style="text-align: center;"><i>C » B » A</i></p> <p><i>E todos os geradores teriam seus contratos reduzidos, dado que a sobreoferta foi maior que as declarações de redução.</i></p> <p><i>Agora, considerado o critério econômico-financeiro de cada descontração, observa-se que o custo total do contrato do gerador A é de $200 \times 8760/2 \times 300 = R\\$ 262.800.00,00$. Já o custo total visto pela distribuidora do contrato B é de $50 \times 8760 \times 110 = R\\$ 48.180.000,00$, e o custo do contrato C é de $100 \times 8760 \times 165 = R\\$ 144.540.000,00$. Portanto, a nova ordem de prioridade para descontração seria:</i></p> <p style="text-align: center;"><i>A » C » B</i></p> <p><i>Neste caso todos os geradores teriam seus contratos reduzidos novamente, pois a sobreoferta declarada pelas distribuidoras foi maior que as declarações de redução dos geradores, porém, a ordem de descontração seria alterada.</i></p> <p>1.3.2 Sobreoferta das distribuidoras menor ou igual às ofertas de redução</p> <p><i>Para o próximo exercício, considerando uma hipótese em que as distribuidoras declararam apenas 100MW médios de sobras e os geradores ofereceram redução total igual a informada nas tabelas, pelo método atual, a prioridade de descontração pelo produto ofertado e posteriormente pelo preço, faria com que somente o gerador C se consagrasse vencedor no mecanismo, tendo seu contrato 100% reduzido.</i></p> <p><i>Por outro lado, utilizando-se da nova metodologia proposta, apenas o gerador A se consagraria vencedor do mecanismo pois, apesar de ter ofertado o montante de 200MWm pelo produto seis meses, seu contrato possui o maior custo anual, demonstrado pela análise do critério econômico-financeiro (última coluna da</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Tabela 2), tendo, portanto, seu contrato reduzido pelos seis meses declarados no montante ofertado de 200MWm.</i></p> <p><i>Observa-se que, para as distribuidoras, a redução do gerador A foi mais benéfica em relação à redução do gerador C, uma vez que estas declaram montantes de sobras para o período anual em MWh, atendidos integralmente pelo mecanismo e através de um contrato mais caro.</i></p> <p><i>Portanto, considerando o critério econômico-financeiro, a GNA propõe que seja avaliada a possibilidade de alterar a priorização de desconstratação do MCSDEN, de forma a considerar o benefício total ao consumidor como critério determinante para a validação das reduções.</i></p> <p>1.4 Tratamento do Empreendimento Marginal</p> <p><i>No processamento atual do MCSDEN caso a declaração de sobras das distribuidoras seja menor que a oferta de redução por parte dos geradores, haverá um empreendimento marginal cujo montante de energia ofertado será reduzido em quantidade inferior à redução declarada. Desta forma, caso o gerador não consiga entrar em operação comercial na data inicial de seus contratos, este terá de procurar as distribuidoras para avaliar a possibilidade de desconstratação bilateral via REN nº 711/2016 ou terá de repor lastro via REN nº 595/2013 para honrar com seus compromissos contratuais.</i></p> <p><i>Uma possibilidade de melhorar as condições do empreendimento marginal seria de haver a flexibilidade de realocação dos montantes ofertados nos produtos existentes. Por exemplo, caso o gerador tenha ofertado reduções para o produto três meses no montante de 120MWm mensais e as sobras faltantes das distribuidoras tenham sido de apenas 40MWm, este gerador, sendo o marginal, poderia ter a opção de reduzir seus contratos em 40MWm nos três meses, ou reduzir 120 MWm no primeiro mês. Este exemplo consta de demonstração na Figura 4.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		 <p>Gerador ofertou 120MWm no produto 3 meses, porém, foi o empreendimento marginal e só descontratou 40MW por mês</p> <p>Gerador tem a opção de escolher reduzir 40MWm por mês ou agregar a redução e reduzir 120MWm em apenas um mês</p>		
<p>Figura 4 – Proposta de tratamento do empreendimento marginal no MCSDEN</p> <p><i>Propõe-se, portanto, a possibilidade de escolha dos montantes de redução por parte do empreendimento marginal no mecanismo, iniciando de forma sequencial nos meses (de janeiro em diante), não havendo prejuízo com relação aos montantes de sobras declaradas pelas distribuidoras.</i></p> <p>2. RESUMO DAS CONTRIBUIÇÕES E CONCLUSÕES</p> <p><i>A GNA, adicionalmente, ressalta as dificuldades encontradas não só pelas distribuidoras, como também pelo lado dos agentes geradores no que diz respeito ao enfrentamento das consequências causadas pela pandemia do COVID-19. É de extrema importância que esta Agência avalie cautelosamente os esforços de todos os agentes em honrar seus compromissos perante a legislação e normativas regulatórias vigentes. Os mecanismos MCSDEN e MVE, bem como as novas propostas de diferimento da receita fixa são algumas das formas encontradas para mitigar as consequências econômico-financeiras enfrentadas pelas distribuidoras. Entretanto, cabe também a avaliação da Agência de mecanismos que privilegiem a celeridade</i></p>				

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>no tratamento das excludentes de responsabilidade dos geradores em implantação, garantindo que os empreendimentos que atendiam seus cronogramas até a Pandemia do COVID-19 tenham tratamento diferenciado com relação aos demais empreendimentos em atraso.</i></p> <p><i>De toda forma, considerando o escopo da presente Consulta Pública, esta contribuição vem de forma a sugerir alterações nos Mecanismos de Contratação de Sobras e Déficits de Energia Nova de modo a incentivar a maior participação no mecanismo por parte dos agentes geradores, a qual se resume nas propostas a seguir:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. O MCSDEN a ser realizado todo mês de junho, seja finalizado e processado até o 15º dia do mês, de forma a incentivar a maior participação dos geradores no mecanismo ao invés de optarem por outras formas de mitigadores no caso de eventual atraso na entrada em operação comercial.</i> <i>2. Flexibilização dos produtos de ofertas de redução por parte dos geradores de modo que eles possam participar dos dois mecanismos que vigorarão no ano, mesmo que tenham obtido êxito em sua primeira participação.</i> <i>3. Alteração do critério de desconstratação, priorizando o critério econômico-financeiro ao invés de priorizar os produtos para, então, empilhar as ofertas pelos preços dos contratos.</i> <i>4. Flexibilização de escolha da oferta de redução por parte do empreendimento marginal do mecanismo.</i> <p><i>Por fim, a GNA espera por intermédio desta contribuição promover o debate e reflexões acerca de ferramentas que possam aperfeiçoar o MCSDEN, garantindo equilíbrio entre os agentes, maior eficácia e redução de eventuais distorções.</i></p> <hr/> <p><i>1 O Procedimento de Comercialização permite o envio do contrato autenticado em até 10 dias úteis após a data limite para registro de CCEAL em relação ao mês de referência.”</i></p>		

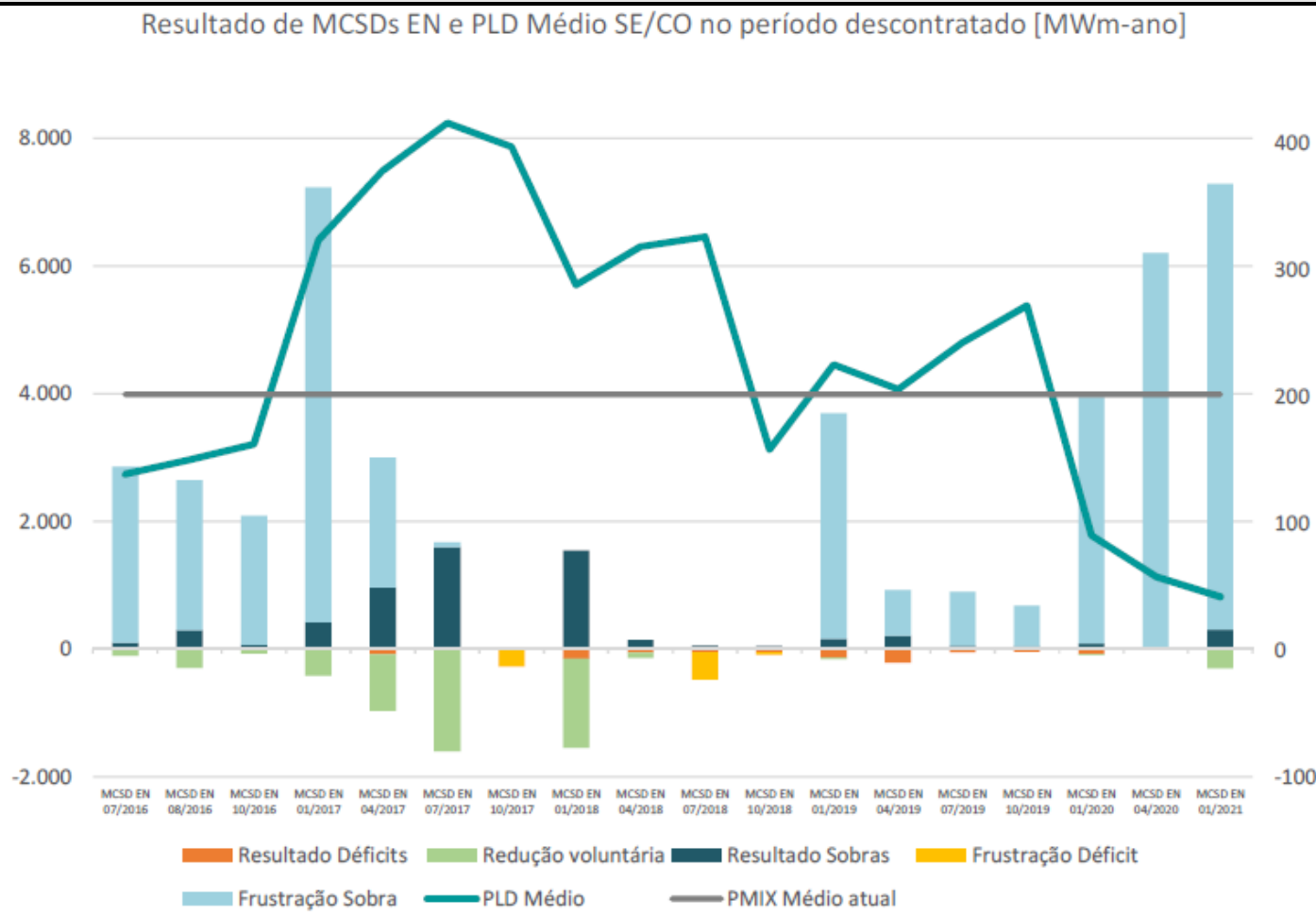
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
62	LIGHT	<p>A empresa solicita que as alterações trazidas pela REN 824/2018 nas REN 639/2015 e 711/2016 sejam revogadas. Solicita a retomada do componente tarifário que existia na REN 711/2016. A empresa solicita que seja regulamentado o repasse tarifário do MVE. Propõe mecanismos de descontração para usinas térmicas de CVU elevado.</p> <p><u>Justificativa:</u> “... III AÇÕES DE CURTO PRAZO - MVE – MAIO/2020 E DESPACHO N.º 1.661/2020 <i>Buscando mitigar os impactos da sobrecontratação no ano, a CCEE realizou processamento extraordinário do MVE em 28 de maio e ordinário entre dos dias 22 e 23 de junho de 2020. De modo a aumentar a oferta de energia, e estimular a competição, o Despacho n.º 936/2020 ampliou o limite de venda de 15% para 30% da carga das distribuidoras. Como resultado, foram negociados 141,5 MWm-ano:</i></p>	Não aceita	Ver seções III.2.1, III.2.4 e III.2.5.

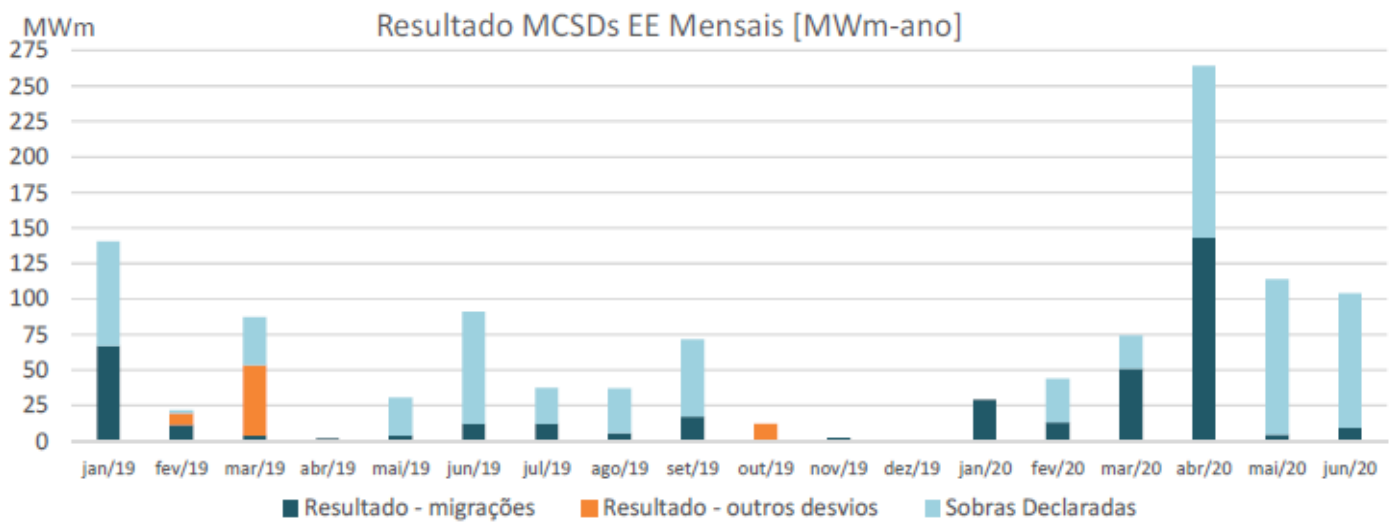
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																								
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																				
		<p>Resultado MVE Maio e Junho de 2020 [MWm-ano]</p>  <table border="1"> <caption>Resultado MVE Maio e Junho de 2020 [MWm-ano]</caption> <thead> <tr> <th>Período</th> <th>Oferta Venda</th> <th>Oferta Compra</th> <th>Negociado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3M - 05/2020</td> <td>650</td> <td>452</td> <td>55</td> </tr> <tr> <td>6M - 05/2020</td> <td>3.096</td> <td>2.518</td> <td>67</td> </tr> <tr> <td>3M - 06/2020</td> <td>1.971</td> <td>472</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>6M - 06/2020</td> <td>3.502</td> <td>1.082</td> <td>20</td> </tr> </tbody> </table> <p> ■ Oferta Venda ■ Oferta Compra ■ Negociado </p> <p> <i>Conforme recomendação da NT 64/2020, em 10 de junho de 2020 foi publicado o Despacho n.º 1.661/2020, determinando o processamento extraordinário do MCSD EN A-1 em junho e do MVE A-1, produto anual, em agosto de 2020.</i> <i>No MCSD EN foram validadas sobras de 7.304 MWm, evidenciando a sobrecontratação estrutural vivenciada pelo setor elétrico. Apesar de não ocorrer declaração de déficit, houve a redução voluntária de 305 MWm por parte dos geradores, resultando na eficácia de 4,2% do mecanismo.</i> </p>	Período	Oferta Venda	Oferta Compra	Negociado	3M - 05/2020	650	452	55	6M - 05/2020	3.096	2.518	67	3M - 06/2020	1.971	472	-	6M - 06/2020	3.502	1.082	20		
Período	Oferta Venda	Oferta Compra	Negociado																					
3M - 05/2020	650	452	55																					
6M - 05/2020	3.096	2.518	67																					
3M - 06/2020	1.971	472	-																					
6M - 06/2020	3.502	1.082	20																					

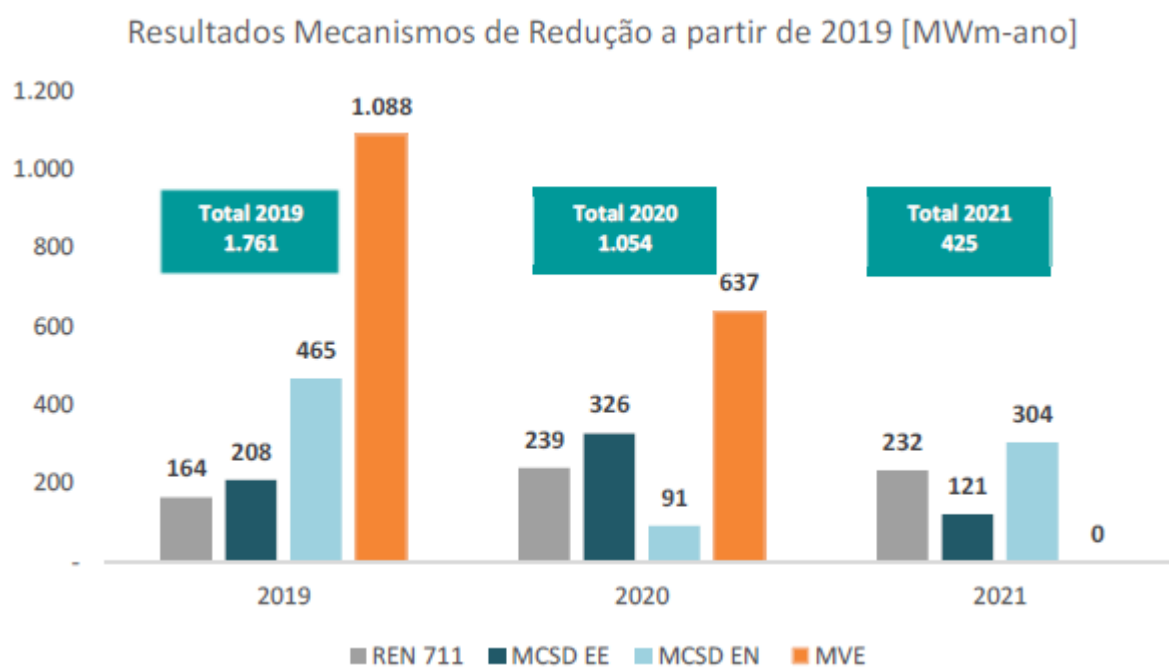
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Apesar dos esforços empreendidos até então por parte desta Agência, os resultados demonstram a dificuldade da resolução da crise por meio dos mecanismos existentes. Portanto, é preciso analisar novas alternativas de descontração, com negociações centralizadas ou bilaterais, e a flexibilização dos critérios de participação dos MCSDs EN e acordos bilaterais.</i></p> <p>IV FLEXIBILIZAÇÃO DOS MECANISMOS EXISTENTES</p> <p><i>O GMSE, através da Nota Técnica n.º 01/2020-GMSE, avaliou os possíveis desequilíbrios e oportunidades do cenário de contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulada para mitigar os efeitos da crise proveniente do COVID-19. Em relação aos mecanismos de descontração vigentes, apresentou a seguinte análise:</i></p> <p><i>“91. Finalmente, cabe avaliar a possibilidade de aprimoramento dos regulamentos vigentes da ANEEL - Resoluções Normativas nº 69319, de 15 de dezembro de 2015, nº 71120, de 19 de abril de 2016 e nº 82421, de 10 de julho de 2018 - que estabelecem mecanismos de compensação de sobras e déficits de energia nova (MCSDs EN), de acordos bilaterais entre partes signatárias dos CCEARs e de venda centralizada de excedentes (MVE).</i></p> <p><i>92. As Resoluções Normativas nº 693, de 2015, e 711, de 2016, consistem em mecanismos consensuais de redução ou transferência de contratos entre os agentes, podendo ser temporária ou permanente. Nesse caso, há que se avaliar a possibilidade de flexibilização ou ampliação das regras, de forma a permitir a redução do custo de sobrecontratação das distribuidoras. Contudo, o desafio do regulador é sopesar a necessidade de reduzir esse custo no curto prazo com os impactos tarifários de médio e longo prazos em função de possíveis descontrações definitivas, que podem surtir efeitos não desejáveis no momento pós crise, tanto do ponto de vista do aumento de custos (preço médio da energia contratada, descontos no fio arcados pela CDE, repactuação do risco hidrológico) quanto da insuficiência de lastro contratual para o atendimento da carga quando a economia voltar a crescer.”</i></p> <p><i>Em resposta, a NT 64/2020 apresentou os rebatimentos financeiros resultantes dos MCSDs EN, MVE e acordos bilaterais para o consumidor. Também resgatou as análises ocorridas no âmbito da Audiência</i></p>		

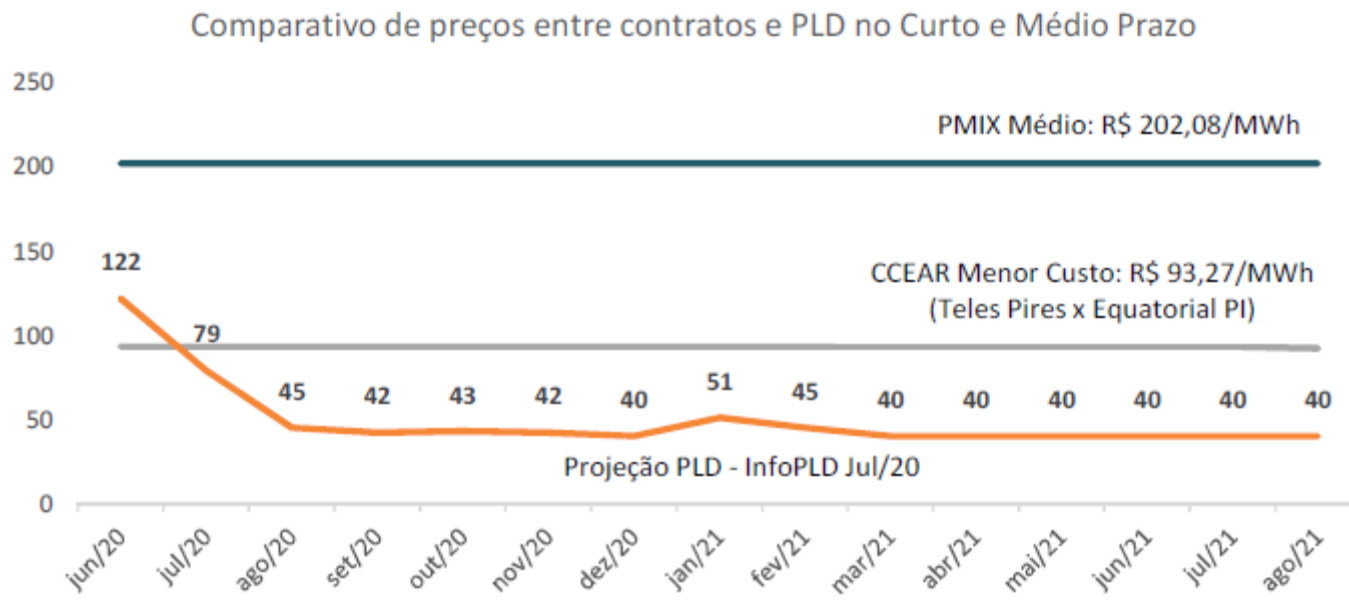
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Pública n.º 70/2017, que resultou na regulamentação do MVE, e alterou os critérios de participação de geradores nos mecanismos de descontração vigentes.</i></p> <p><i>Cumprir destacar que as discussões trazidas na Audiência Pública n.º 70/2017 ocorreram em um cenário de ampla expansão do mercado livre, preços elevados e com diversas usinas em atraso devido à alteração do cenário econômico na fase de construção. Tal cenário não se repete neste momento de recessão, não cabendo utilizar as mesmas premissas na avaliação da pertinência do aprimoramento dos mecanismos existentes, principalmente no curto prazo.</i></p> <p><i>Segundo a NT 64/2020, “as distribuidoras de energia, em geral, optam pela redução contratual em momentos em que a previsão de PLD é baixa em relação ao seu PMIX, por aversão ao risco da relação entre esses dois preços.”. Conquanto, tampouco a NT 64/2020 ou Nota Técnica n.º 199/2017-SRM apresentaram evidências da utilização pelas distribuidoras do MCP para o aumento de receitas.</i></p> <p><i>O gráfico a seguir evidencia que as distribuidoras optam pela declaração de sobras em todas as situações de PLD, mostrando sua aversão ao risco de exposição de sua sobrecontratação voluntária no MCP e no ambiente de comercialização de energia. As elevadas declarações de sobra nos últimos dois mecanismos, com baixo PLD estimado, se deram após o início da pandemia.</i></p>		

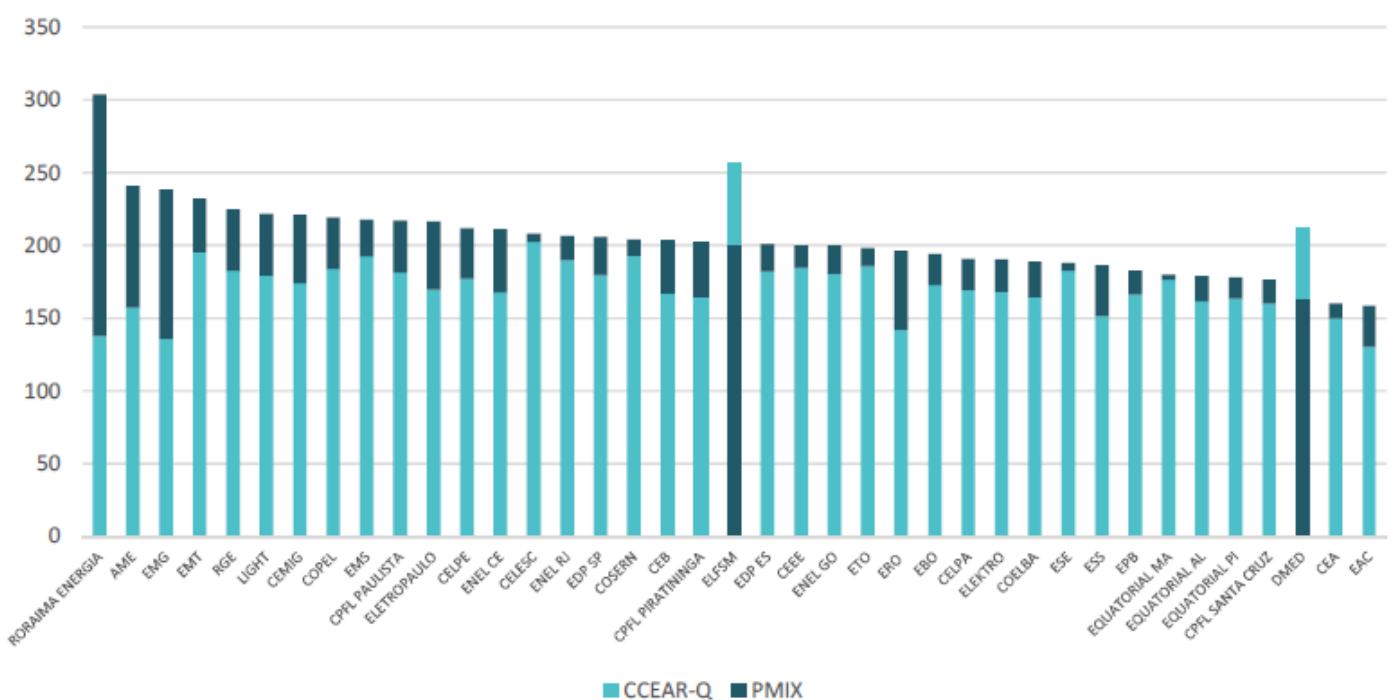
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>Resultado de MCSDs EN e PLD Médio SE/CO no período descontratado [MWm-ano]</p>  <p>OBS: PLD de julho de 2020 a agosto de 2021 de acordo com o InfoPLD CCEE – jul/2020</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																																																
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																																												
		<p>Após a publicação da Res. Normativa n.º 824/2018, que restringiu a participação de usinas em operação comercial no MCSD EN e REN 711, a eficácia dos mecanismos de gestão da contratação de CCEAR de Energia Nova foi duramente comprometida. Em uma análise das informações do Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA, e do InfoContratos da CCEE, de junho de 2020, e excluindo as usinas participantes do MCSD A-1 de junho, estimamos que hoje a energia disponível para descontração via MCSD EN e REN 711, ou seja, oriundas de usinas fora de operação comercial, seria de apenas 60 MWm para 2020 e 204 MWm em 2021. Este número ainda desconsidera usinas provenientes do 23º e 25º Leilão de Energia Nova, com início de suprimento em 2021, que podem estar em conformidade com cronograma de obras.</p> <p>Em paralelo, os MCSDs Mensais também apresentam baixa efetividade devido à ausência de declarações de déficits e do esgotamento de CCEARs de Energia Existente no portfólio das distribuidoras.</p>																																																																														
		<p style="text-align: center;">Resultado MCSDs EE Mensais [MWm-ano]</p>  <table border="1"> <caption>Resultado MCSDs EE Mensais [MWm-ano]</caption> <thead> <tr> <th>Mês</th> <th>Resultado - migrações</th> <th>Resultado - outros desvios</th> <th>Sobras Declaradas</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>jan/19</td><td>65</td><td>0</td><td>75</td></tr> <tr><td>fev/19</td><td>10</td><td>10</td><td>5</td></tr> <tr><td>mar/19</td><td>5</td><td>45</td><td>40</td></tr> <tr><td>abr/19</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>mai/19</td><td>5</td><td>0</td><td>25</td></tr> <tr><td>jun/19</td><td>10</td><td>0</td><td>75</td></tr> <tr><td>jul/19</td><td>10</td><td>0</td><td>25</td></tr> <tr><td>ago/19</td><td>5</td><td>0</td><td>30</td></tr> <tr><td>set/19</td><td>15</td><td>0</td><td>55</td></tr> <tr><td>out/19</td><td>0</td><td>10</td><td>0</td></tr> <tr><td>nov/19</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>dez/19</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>jan/20</td><td>25</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>fev/20</td><td>10</td><td>0</td><td>30</td></tr> <tr><td>mar/20</td><td>50</td><td>0</td><td>20</td></tr> <tr><td>abr/20</td><td>140</td><td>0</td><td>120</td></tr> <tr><td>mai/20</td><td>5</td><td>0</td><td>110</td></tr> <tr><td>jun/20</td><td>5</td><td>0</td><td>100</td></tr> </tbody> </table>	Mês	Resultado - migrações	Resultado - outros desvios	Sobras Declaradas	jan/19	65	0	75	fev/19	10	10	5	mar/19	5	45	40	abr/19	0	0	0	mai/19	5	0	25	jun/19	10	0	75	jul/19	10	0	25	ago/19	5	0	30	set/19	15	0	55	out/19	0	10	0	nov/19	0	0	0	dez/19	0	0	0	jan/20	25	0	0	fev/20	10	0	30	mar/20	50	0	20	abr/20	140	0	120	mai/20	5	0	110	jun/20	5	0	100		
Mês	Resultado - migrações	Resultado - outros desvios	Sobras Declaradas																																																																													
jan/19	65	0	75																																																																													
fev/19	10	10	5																																																																													
mar/19	5	45	40																																																																													
abr/19	0	0	0																																																																													
mai/19	5	0	25																																																																													
jun/19	10	0	75																																																																													
jul/19	10	0	25																																																																													
ago/19	5	0	30																																																																													
set/19	15	0	55																																																																													
out/19	0	10	0																																																																													
nov/19	0	0	0																																																																													
dez/19	0	0	0																																																																													
jan/20	25	0	0																																																																													
fev/20	10	0	30																																																																													
mar/20	50	0	20																																																																													
abr/20	140	0	120																																																																													
mai/20	5	0	110																																																																													
jun/20	5	0	100																																																																													
		<p>Desta forma, restou às distribuidoras a participação nos processamentos de MVE. Mesmo sendo o principal mecanismo de gestão de energia das distribuidoras, este mecanismo não tem alcançado a efetividade</p>																																																																														

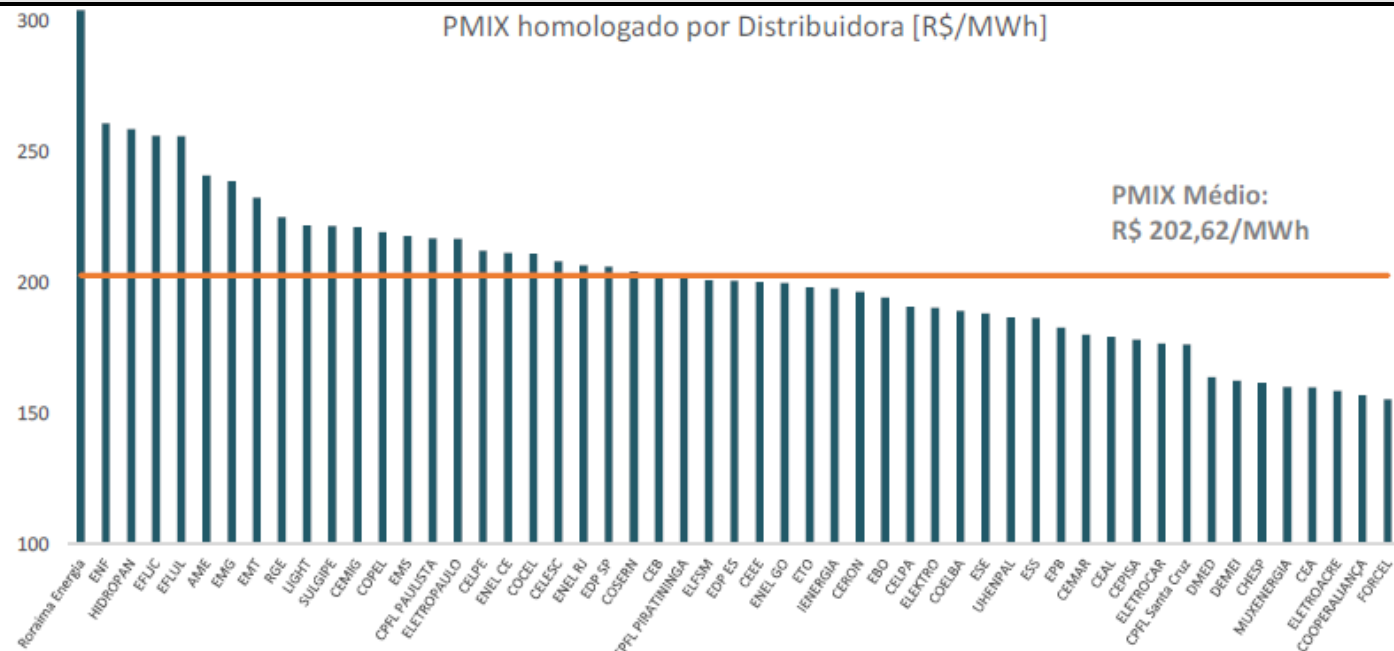
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																												
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																								
		<p><i>esperada. Portanto, o conjunto de mecanismos hoje estabelecidos na regulação não são suficientes para sanar a sobrecontratação estrutural estabelecida pelos próximos anos.</i></p> <p style="text-align: center;">Resultados Mecanismos de Redução a partir de 2019 [MWh-ano]</p>  <table border="1"> <caption>Data from the bar chart: Resultados Mecanismos de Redução a partir de 2019 [MWh-ano]</caption> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>REN 711</th> <th>MCS D EE</th> <th>MCS D EN</th> <th>MVE</th> <th>Total</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2019</td> <td>164</td> <td>208</td> <td>465</td> <td>1.088</td> <td>1.761</td> </tr> <tr> <td>2020</td> <td>239</td> <td>326</td> <td>91</td> <td>637</td> <td>1.054</td> </tr> <tr> <td>2021</td> <td>232</td> <td>121</td> <td>304</td> <td>0</td> <td>425</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>As principais conclusões da SRM para alteração do critério de participação dos geradores foram que (i) no médio e longo prazo ocorre o aumento do PMIX, pois ocorrem majoritariamente reduções de contratos baratos, e a desconstrução de usinas incentivadas podem repassar descontos tarifários de conexão, onerando a CDE. Porém, há de se considerar a excepcionalidade da crise que atinge o setor. Conforme bem exposto na NT 64/2020, “a melhor opção nestes momentos em que o PLD está em seu valor mínimo regulatório, de R\$ 39,68/MWh, seria não ter contrato algum e contabilizar toda a energia consumida</i></p>	Ano	REN 711	MCS D EE	MCS D EN	MVE	Total	2019	164	208	465	1.088	1.761	2020	239	326	91	637	1.054	2021	232	121	304	0	425		
Ano	REN 711	MCS D EE	MCS D EN	MVE	Total																							
2019	164	208	465	1.088	1.761																							
2020	239	326	91	637	1.054																							
2021	232	121	304	0	425																							

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																
		<p>no MCP. Essa situação, no entanto, além dos problemas relacionados à adequação de lastro das distribuidoras e à confiabilidade de suprimento do SIN, levaria a impactos negativos no futuro com o aumento do PLD.</p> <p>O período de recessão vivenciado com a pandemia trouxe uma sobre oferta de energia, com conseqüente redução dos preços. Portanto, como não há no curto e médio prazo risco de confiabilidade de suprimento do SIN, presume-se que o melhor resultado para os consumidores é a redução total de seus contratos. Ou seja, até a retomada do crescimento da carga, toda desconstratação, mesmo que temporária, reduzirá o custo de exposição dos consumidores regulados no MCP.</p> <p style="text-align: center;">Comparativo de preços entre contratos e PLD no Curto e Médio Prazo</p>  <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <caption>Projeção PLD - InfoPLD Jul/20</caption> <thead> <tr> <th>Mês</th> <th>Preço (R\$/MWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jun/20</td><td>122</td></tr> <tr><td>Jul/20</td><td>79</td></tr> <tr><td>ago/20</td><td>45</td></tr> <tr><td>set/20</td><td>42</td></tr> <tr><td>out/20</td><td>43</td></tr> <tr><td>nov/20</td><td>42</td></tr> <tr><td>dez/20</td><td>40</td></tr> <tr><td>jan/21</td><td>51</td></tr> <tr><td>fev/21</td><td>45</td></tr> <tr><td>mar/21</td><td>40</td></tr> <tr><td>abr/21</td><td>40</td></tr> <tr><td>mai/21</td><td>40</td></tr> <tr><td>jun/21</td><td>40</td></tr> <tr><td>jul/21</td><td>40</td></tr> <tr><td>ago/21</td><td>40</td></tr> </tbody> </table> <p>A desconstratação pode ser benéfica até mesmo em relação à declaração de sobras nos MCSDs EN. Conforme a regulação vigente, a cessão de energia via MCSD EN é prioritariamente de contratos na modalidade</p>	Mês	Preço (R\$/MWh)	Jun/20	122	Jul/20	79	ago/20	45	set/20	42	out/20	43	nov/20	42	dez/20	40	jan/21	51	fev/21	45	mar/21	40	abr/21	40	mai/21	40	jun/21	40	jul/21	40	ago/21	40		
Mês	Preço (R\$/MWh)																																			
Jun/20	122																																			
Jul/20	79																																			
ago/20	45																																			
set/20	42																																			
out/20	43																																			
nov/20	42																																			
dez/20	40																																			
jan/21	51																																			
fev/21	45																																			
mar/21	40																																			
abr/21	40																																			
mai/21	40																																			
jun/21	40																																			
jul/21	40																																			
ago/21	40																																			

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																																																																																												
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																																																																																								
		<p><i>quantidade. A presença de projetos estruturantes e outras grandes hidrelétricas faz com que o preço médio destes CCEARs seja em sua maioria inferior ao PMIX das distribuidoras, e da maior parte dos contratos individuais. Ou seja, ao impedir a participação de usinas já em operação comercial em mecanismos de descontração, restam às distribuidoras sobrecontratadas ofertarem seus contratos de menor custo às demais.</i></p> <p style="text-align: center;">Comparativo entre PMIX e Preço Médio de CCEAR-Q [R\$/MWh]</p>  <table border="1"> <caption>Approximate data from the chart (R\$/MWh)</caption> <thead> <tr> <th>Entidade</th> <th>CCEAR-Q</th> <th>PMIX</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>RORAIMA ENERGIA</td><td>140</td><td>160</td></tr> <tr><td>AME</td><td>160</td><td>80</td></tr> <tr><td>EMG</td><td>140</td><td>100</td></tr> <tr><td>EMT</td><td>190</td><td>40</td></tr> <tr><td>RGE</td><td>180</td><td>40</td></tr> <tr><td>LIGHT</td><td>180</td><td>40</td></tr> <tr><td>CEMIG</td><td>180</td><td>40</td></tr> <tr><td>COPEL</td><td>180</td><td>40</td></tr> <tr><td>EMAS</td><td>190</td><td>20</td></tr> <tr><td>CPFL PAULISTA</td><td>180</td><td>30</td></tr> <tr><td>ELETROPÁULO</td><td>170</td><td>40</td></tr> <tr><td>CELPE</td><td>180</td><td>30</td></tr> <tr><td>ENEL CE</td><td>170</td><td>40</td></tr> <tr><td>CELESC</td><td>200</td><td>10</td></tr> <tr><td>ENEL RJ</td><td>190</td><td>10</td></tr> <tr><td>EDP SP</td><td>180</td><td>20</td></tr> <tr><td>COSERN</td><td>190</td><td>10</td></tr> <tr><td>CEB</td><td>170</td><td>30</td></tr> <tr><td>CPFL PRATININGA</td><td>170</td><td>30</td></tr> <tr><td>ELCSM</td><td>200</td><td>50</td></tr> <tr><td>EDP ES</td><td>180</td><td>20</td></tr> <tr><td>CEEE</td><td>180</td><td>20</td></tr> <tr><td>ENEL GO</td><td>180</td><td>20</td></tr> <tr><td>ETO</td><td>190</td><td>10</td></tr> <tr><td>ERO</td><td>140</td><td>50</td></tr> <tr><td>EBO</td><td>170</td><td>20</td></tr> <tr><td>CELPA</td><td>170</td><td>20</td></tr> <tr><td>ELEKTRO</td><td>170</td><td>20</td></tr> <tr><td>COELBA</td><td>170</td><td>20</td></tr> <tr><td>ESE</td><td>180</td><td>10</td></tr> <tr><td>ESS</td><td>150</td><td>30</td></tr> <tr><td>EPB</td><td>170</td><td>20</td></tr> <tr><td>EQUATORIAL MA</td><td>180</td><td>0</td></tr> <tr><td>EQUATORIAL AL</td><td>170</td><td>10</td></tr> <tr><td>EQUATORIAL PI</td><td>170</td><td>10</td></tr> <tr><td>CPFL SANTA CRUZ</td><td>160</td><td>20</td></tr> <tr><td>DMED</td><td>160</td><td>50</td></tr> <tr><td>CEA</td><td>160</td><td>10</td></tr> <tr><td>EAC</td><td>130</td><td>30</td></tr> </tbody> </table>	Entidade	CCEAR-Q	PMIX	RORAIMA ENERGIA	140	160	AME	160	80	EMG	140	100	EMT	190	40	RGE	180	40	LIGHT	180	40	CEMIG	180	40	COPEL	180	40	EMAS	190	20	CPFL PAULISTA	180	30	ELETROPÁULO	170	40	CELPE	180	30	ENEL CE	170	40	CELESC	200	10	ENEL RJ	190	10	EDP SP	180	20	COSERN	190	10	CEB	170	30	CPFL PRATININGA	170	30	ELCSM	200	50	EDP ES	180	20	CEEE	180	20	ENEL GO	180	20	ETO	190	10	ERO	140	50	EBO	170	20	CELPA	170	20	ELEKTRO	170	20	COELBA	170	20	ESE	180	10	ESS	150	30	EPB	170	20	EQUATORIAL MA	180	0	EQUATORIAL AL	170	10	EQUATORIAL PI	170	10	CPFL SANTA CRUZ	160	20	DMED	160	50	CEA	160	10	EAC	130	30		
Entidade	CCEAR-Q	PMIX																																																																																																																										
RORAIMA ENERGIA	140	160																																																																																																																										
AME	160	80																																																																																																																										
EMG	140	100																																																																																																																										
EMT	190	40																																																																																																																										
RGE	180	40																																																																																																																										
LIGHT	180	40																																																																																																																										
CEMIG	180	40																																																																																																																										
COPEL	180	40																																																																																																																										
EMAS	190	20																																																																																																																										
CPFL PAULISTA	180	30																																																																																																																										
ELETROPÁULO	170	40																																																																																																																										
CELPE	180	30																																																																																																																										
ENEL CE	170	40																																																																																																																										
CELESC	200	10																																																																																																																										
ENEL RJ	190	10																																																																																																																										
EDP SP	180	20																																																																																																																										
COSERN	190	10																																																																																																																										
CEB	170	30																																																																																																																										
CPFL PRATININGA	170	30																																																																																																																										
ELCSM	200	50																																																																																																																										
EDP ES	180	20																																																																																																																										
CEEE	180	20																																																																																																																										
ENEL GO	180	20																																																																																																																										
ETO	190	10																																																																																																																										
ERO	140	50																																																																																																																										
EBO	170	20																																																																																																																										
CELPA	170	20																																																																																																																										
ELEKTRO	170	20																																																																																																																										
COELBA	170	20																																																																																																																										
ESE	180	10																																																																																																																										
ESS	150	30																																																																																																																										
EPB	170	20																																																																																																																										
EQUATORIAL MA	180	0																																																																																																																										
EQUATORIAL AL	170	10																																																																																																																										
EQUATORIAL PI	170	10																																																																																																																										
CPFL SANTA CRUZ	160	20																																																																																																																										
DMED	160	50																																																																																																																										
CEA	160	10																																																																																																																										
EAC	130	30																																																																																																																										

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Há de se considerar ainda que o PMIX é o resultado da divisão do custo dos contratos pelo montante de energia do portfólio. Argumentar que a descontração de usinas de preços inferiores contribui para o aumento do PMIX, é desconsiderar a necessidade de redução do custo total repassado à tarifa em meio à crise do setor.</i></p> <p><i>Diante dos benefícios ora apresentados, solicitamos que as alterações estabelecidas pela Res. Normativa n.º 824/2018 nas Res. Normativas n.º 639/2015 e n.º 711/2016, que versam sobre a vedação de oferta de redução de contratos nos MCSDs EN intra-anuais, da elegibilidade para participação nos mecanismos e dos efeitos financeiros dos acordos bilaterais na tarifa, sejam revogadas.</i></p> <p><i>De modo a contribuir para a modicidade tarifária neste momento, sem retirar o incentivo de descontração de CCEARs de custo elevado, sugerimos ainda que, caso a apuração do componente financeiro, a ser retomado conforme item 5.10 dos submódulos 4.4 e 4.4A do PRORET, seja positiva seria possível compartilhar esse ganho com o consumidor na proporção de 50%.</i></p> <p>V MVE</p> <p><i>De modo a complementar a gestão de contratação de energia, Lei n.º 13.360/2016 trouxe uma importante inovação para o setor elétrico, permitindo às distribuidoras a negociação no ACL dos excessos de energia contratada para atendimento à totalidade de seu mercado. Através deste mecanismo as distribuidoras seriam capazes de reduzir sua sobrecontratação e mitigar os efeitos da migração de seus consumidores, contribuindo para o suprimento da demanda de um ambiente livre em plena ascensão.</i></p> <p><i>A fim de regulamentar este dispositivo, a ANEEL editou a Res. Normativa n.º 824/2018, criando o MVE. Neste mecanismo, distribuidoras e agente do mercado livre ofertam livremente o preço da energia.</i></p> <p><i>O principal benefício do MVE é a manutenção do custo de oportunidade para os consumidores na liquidação do MCP. Caso a distribuidora negocie a energia dentro da faixa de sobrecontratação involuntária, os ganhos são compartilhados e a receita é revertida para a modicidade tarifária. Caso a negociação resulte em perda de receita, o prejuízo é alocado à distribuidora.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Diante deste benefício, percebe-se a clara intenção do regulador de estabelecer o MVE como única alternativa de descontratação por parte das distribuidoras. Porém, há que se considerar que o resultado da descontratação através dos demais mecanismos podem ser mais pertinentes aos consumidores.</i></p> <p><i>Como exemplo, utilizaremos o resultado dos processamentos do MVE de Maio e Junho de 2020. Foram negociados 172,7 MWm, com vigência de julho a dezembro, a um preço médio de PLD+Spread de R\$ 0,43/MWh. Na apuração da oportunidade da negociação para os consumidores, é realizada a comparação entre o preço da liquidação do montante descontratado no MCP, ou seja, o PLD, e o preço negociado no MVE. Caso o resultado seja positivo, o resultado será compartilhado 50% com a distribuidora. Portanto, nota-se que o benefício a ser percebido pelos consumidores nestes processamentos será de R\$ 0,22/MWh, ou cerca de R\$ 168 mil em seis meses.</i></p> <p><i>Para efeito de comparação, suponhamos que estas mesmas distribuidoras descontratam através de acordos bilaterais o mesmo montante de energia de um contrato valorado a R\$ 100/MWh. Com a expectativa de PLD médio no período de R\$ 48/MWh, seria evitada uma exposição de R\$ 52/MWh, ou quase R\$ 40 milhões.</i></p> <p><i>Isto demonstra que o MVE é vantajoso em cenários de preços altos. Limitar demais mecanismos de descontratação devido ao possível benefício para o consumidor no MCP é assumir um cenário estrutural futuro de preços elevados, e inseri-lo em um mercado de comercialização de energia. As distribuidoras possuem a obrigação legal de contratação de energia para atendimento de 100% do seu mercado, devendo a garantia de repasse até 105% ser apenas um atenuante para correção da expectativa da carga, e não uma oportunidade de receita para os consumidores. Outrossim, há a indicação superestimada da expansão da geração, e conseqüentemente da Rede Básica, onerando o setor.</i></p> <p><i>A participação das distribuidoras no ACL, através do MVE, envolve estratégias de mercado e preço de energia, que não deve ser o know how das distribuidoras. Além do mais, a variação do preço médio de energia entre as distribuidoras evidencia que não há no MVE um ambiente de equidade competitiva, exceto no produto PLD+Spread. Desta forma, certas distribuidoras podem apresentar vantagem competitiva, fazendo com que outras tenham maior dificuldade em gerir seu nível de sobrecontratação.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>PMIX homologado por Distribuidora [R\$/MWh]</p>  <p>PMIX Médio: R\$ 202,62/MWh</p> <p>Diante dos fatos, é necessário reforçar a voluntariedade de participação das distribuidoras no MVE, sendo um mecanismo auxiliar para gestão do portfólio. Cabe ainda ressaltar que, desde a publicação da Res. Normativa 824/2018, não houve a regulamentação do repasse tarifário destas operações. Esta incerteza traz riscos para a precificação dos produtos, e afugenta a participação de distribuidoras. Soma-se a isto o atraso na apuração da sobrecontratação que se estende desde 2016. A proposição do aumento da lista de processamentos ordinários e a criação de novos produtos auxiliam as distribuidoras no aproveitamento das melhores condições de mercado, conferindo maior flexibilidade e benefícios na negociação.</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Para garantir a participação dos agentes nestes novos mecanismos, é de suma importância que a ANEEL apresente análise das contribuições enviadas no âmbito da AP 25/2019, e consequente publicação da regulamentação do repasse tarifário.</i></p> <p>VI ALTERNATIVAS DE DESCONTRATAÇÃO</p> <p><i>A perspectiva do cenário de preços baixos e sobrecontratação estrutural resultaram em baixa atratividade dos mecanismos de cessão e descontratação de energia apresentados nesta contribuição. Além do aumento de produtos nos mecanismos existentes, é necessário analisar a oportunidade de novas alternativas. Em 15 de maio de 2020, por meio da Carta ABRADDEE/B24.2.CT2020-0053, a associação apresentou a esta Agência as vantagens e desvantagens de duas alternativas que produzem redução tarifária:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Alternativa 1: Leilão de Descontratação. Os geradores devem apresentar deságios sobre o valor presente líquido das receitas fixas a receber. O lance mínimo poderia ser calculado usando a taxa do financiamento da Conta-COVID, ou o WACC regulatório do segmento de geração. Poderia ser imposto um limite de descontratação inferior ao montante total, de modo a promover a competição e conseguir maiores deságios.</i> <i>• Alternativa 2: Chamada Pública. Após arbitrada uma taxa de desconto pelo regulador, os geradores adeririam ou não à descontratação. Esta alternativa é de simples implementação.</i> <p><i>Estas alternativas também podem ser utilizadas para a descontratação de usinas térmicas de CVU elevado, cuja vigência de seus CCEARs se encerram nos próximos anos. Tal mecanismo vem sendo estudado pelo setor há alguns meses, e o atual cenário é propício para sua implantação no curto prazo. Ao término do processamento destes mecanismos, será necessário a realização de rodadas de MCSD EN para os anos subsequentes, de modo a reequilibrar a contratação entre as distribuidoras.</i></p> <p>...</p> <p>VIII RESUMO DAS CONTRIBUIÇÕES</p>		

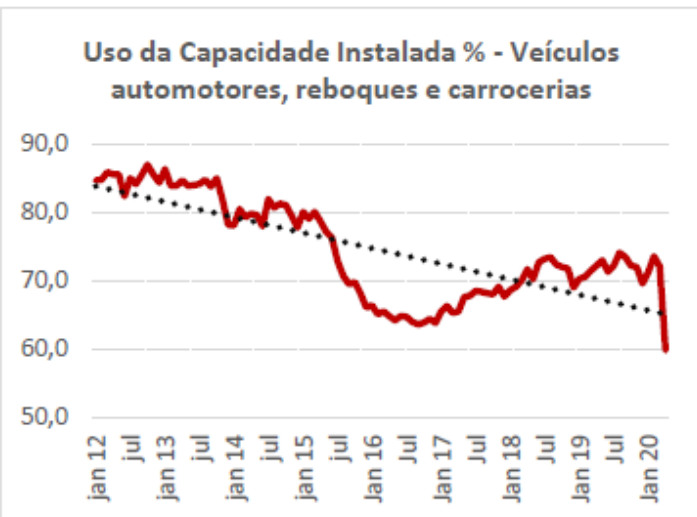
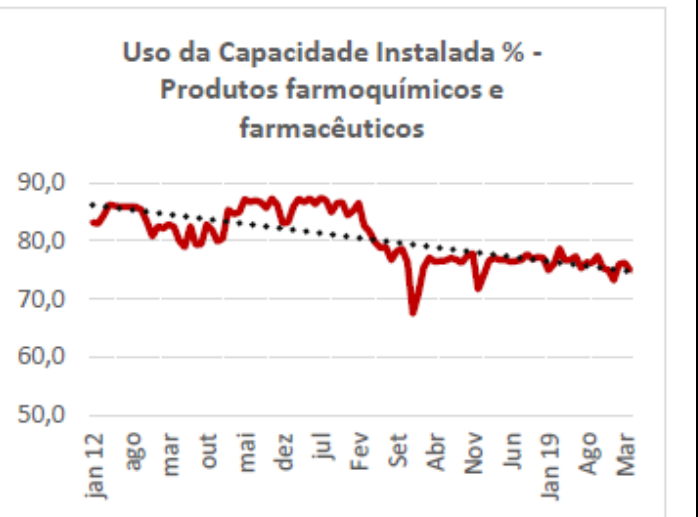
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Através da CP 37/2020 a ANEEL apresentou sua preocupação com a capacidade de gestão das distribuidoras de seu portfólio de compra de energia, de modo a adequar à nova realidade de demanda de seus consumidores.</i></p> <p><i>Diante do exposto neste documento, a Light vem solicitar que sejam adotadas as seguintes contribuições:</i></p> <p><i>a) Suspensão das alterações estabelecidas pela Res. Normativa n.º 824/2018 nas Res. Normativas n.º 639/2015 e n.º 711/2016, permitindo aos geradores a oferta de redução de contratos nos MCSDs EN intra-anuais. a participação de usinas em operação comercial;</i></p> <p><i>b) Retomada da apuração do componente tarifário resultante de acordos bilaterais via REN 711, com reversão de 50% em caso de benefício para a modicidade tarifária;</i></p> <p><i>c) Definição das regras de apuração da sobrecontratação e repasse tarifário resultante do MVE, com o encerramento da AP 25/2019;</i></p> <p><i>d) Análise de alternativas de descontração centralizadas, como Leilões de Descontração ou Chamada Pública, além de usinas térmicas com CVU elevado;</i></p> <p><i>e) Manutenção da voluntariedade de participação dos agentes nos mecanismos de diferimento; e</i></p> <p><i>f) Definição do tratamento tarifário dos mecanismos de diferimento nos reajustes/revisões das distribuidoras.”</i></p>		
63	EDP	<p>A empresa propõe a redução do lastro contratual de cotas de 90% para 80%. Propõe modelo de descontração de térmicas com alto CVU, com posterior leilão de capacidade, com custos compartilhados entre ambientes livre e regulado. A empresa sugere que deve ser expandida a participação de usinas térmicas de baixo custo no planejamento da expansão do sistema elétrico. A empresa sugere que seja permitida a descontração de usinas repactuadas com a permanência do pagamento de prêmio. Sugere que seja permitido que geradores em operação comercial reduzam contratos por meio da REN 711/2016. A empresa apoia as propostas da ANEEL relativas aos múltiplos processamentos do MCSDEN A-1 e novas rodadas de MVE. A empresa alerta que deve ser regulamentado o repasse tarifário do MVE.</p> <p><u>Justificativas:</u> “1. Sumário Executivo</p>	Parcialmente aceita.	Ver seções III.2.1, III.2.4 e III.2.5.

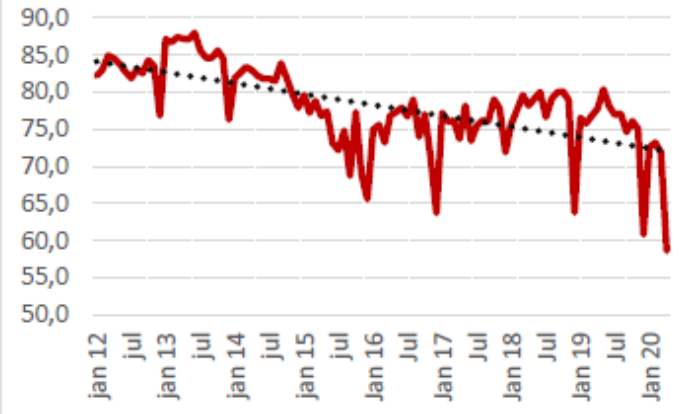
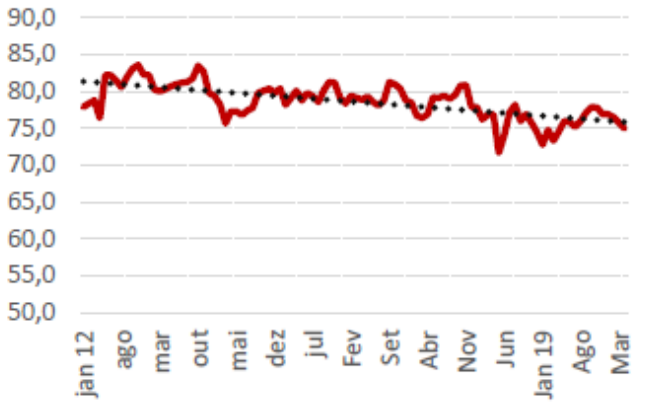
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Desde março de 2020, após o surgimento dos primeiros casos de COVID-19 em território nacional, visando a proteção da sociedade, uma série de medidas vêm sendo implementadas a fim de mitigar a propagação desta doença, sendo a principal ação o isolamento social. Esta medida causa impactos diretos e indiretos a toda a sociedade, com a suspensão ou redução de atividades, paralização do comércio, aeroportos, indústrias, atividades culturais e esportivas.</i></p> <p><i>Neste sentido, a EDP destaca a celeridade nas iniciativas que vêm sendo tomadas pela ANEEL, desde o início da pandemia, sempre precedidas de diversas discussões com a sociedade, destacando a regulamentação da Conta-Covid.</i></p> <p><i>Nesta oportunidade, por intermédio da Consulta Pública 037/2020, a Agência busca discutir propostas referente ao aprimoramento dos mecanismos regulatórios destinados à gestão contratual de energia pelas distribuidoras de energia elétrica.</i></p> <p><i>Com relação à contratação de energia, importante mencionar que as distribuidoras contam apenas com gestão parcial da sua carteira de clientes, não obstante o atendimento compulsório em sua área de concessão. Ademais, no que diz respeito aos seus fornecedores, não existem mecanismos de gestão, uma vez que a contratação de energia deve ser realizada em leilões centralizados, nos quais os fornecedores são determinados mediante ofertas de menor preço.</i></p> <p><i>Tampouco existem ferramentas regulatórias eficientes para otimizar a gestão de energia das distribuidoras, especialmente em situações de sobrecontratação generalizada e preços baixos no mercado. Ademais, como será apresentado no decorrer desta contribuição, os mecanismos vigentes não são efetivos para mitigar os efeitos da migração de consumidores para o mercado livre, para gerir adequadamente o risco hidrológico e nem possuem regras claras de repasse tarifário, agregando riscos não condizentes a um ambiente regulado.</i></p> <p><i>Por outro lado, a EDP apoia as propostas feitas pela ANEEL no âmbito desta iniciativa que, resumidamente, englobam a inclusão de mais produtos e processamentos dos mecanismos de gestão vigentes (MCSDEN A-1 e MVE) e proposta adicional de diferimento do pagamento de contratos regulados e da parcela da GAG de usinas cotistas. Com relação à este item, no entanto, é importante que a ferramenta de flexibilização não se limite aos aspectos financeiros/contábeis, devendo permitir também a negociação da energia, contemplando</i></p>		

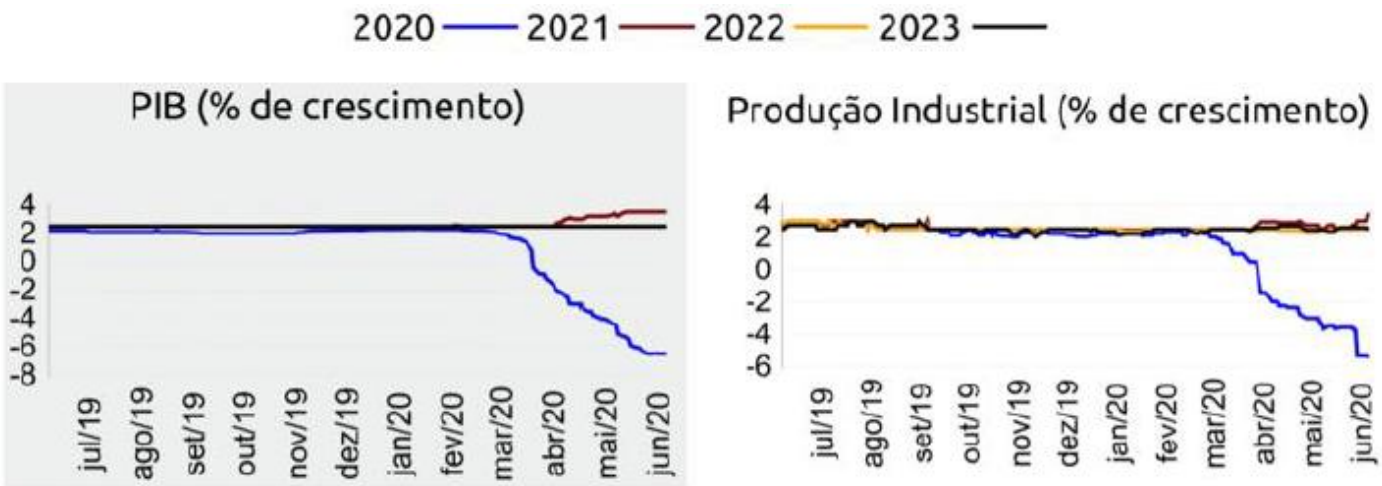
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>reduções centralizadas ou bilaterais, temporárias ou definitivas, aumentando o alcance de potenciais agentes e do sucesso da ferramenta no enfrentamento do período de crise.</i></p> <p><i>A EDP entende também ser relevante a possibilidade de redução contratual entre geradores em operação comercial e distribuidoras. Neste sentido, importante mencionar que a proposta apresentada pela EDP em sua contribuição garantiria blindagem total do consumidor com relação a: (i) efeitos tarifários da negociação na dimensão PMIX/TMC (Tarifa Média de compra de energia) vis-à-vis Preço do Contrato; (ii) efeitos de redução de contratos de risco hidrológico repactuados, garantindo permanência do pagamento do prêmio de risco da repactuação; e (iii) o efeito CDE de usinas com desconto de fio, garantindo classificação apenas como convencional ou convencional especial.</i></p> <p><i>Na realidade, considerando todo o contexto que permeia o setor frente à crise da pandemia do COVID-19 e a atual expectativa de preços para o ano de 2020, a EDP acredita que o ferramental proposto pela ANEEL teria efeitos mais promissores apenas de 2021 em diante. Ademais, o momento é propício para mudanças estruturais uma vez que o setor elétrico apresenta um cenário de sobrecontratação. O atual modelo regulatório apresenta lacunas importantes a serem preenchidas para o adequado enfrentamento dos desafios do setor elétrico e um eventual excedente da Conta-Covid pode ser utilizado para essa finalidade.</i></p> <p><i>Considerando a mudança do perfil da matriz, o excesso de oferta e a racionalidade do custeio de benefícios sistêmicos, a EDP propõe viabilizar a descontratação de térmicas de alto CVU, através de leilão de participação facultativa, onde os agentes ofereceriam um desconto para receber a Receita Fixa em 2020, encerrando antecipadamente os CCEARs. Etapa posterior consistiria na realização de um leilão de capacidade, permitindo ampla participação de todos os agentes e assegurando participação do mercado livre e cativo na remuneração pela segurança do sistema.</i></p> <p><i>Considerando apenas as usinas termelétricas com CVU acima de 400 R\$/MWh, existem 38 usinas, totalizando uma garantia física de 2,5 GWm, cujos CCEARs se encerrariam em 2028 e que estariam aptas a participar do leilão.</i></p> <p><i>Um eventual excedente dos recursos oriundos da Conta-Covid seria utilizado para viabilizar esse pagamento. Isso garantiria que os esforços da ANEEL na regulamentação da Conta-Covid, além de diminuir o impacto ao consumidor nos efeitos tarifários, proporcionariam ganhos sistêmicos ao setor elétrico brasileiro.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Esta metodologia é benéfica para todos elos da cadeia de setor elétrico. As distribuidoras diminuíram sua sobrecontratação existente, os consumidores se beneficiariam com uma redução tarifária devido ao desconto dos geradores e os geradores teriam capital para iniciar as obras de retrofit para provável participação em outros leilões (como um Leilão de Capacidade).</i></p> <p><i>Outra contribuição estrutural da EDP visa mitigar a volatilidade dos preços aos consumidores. Essa proposta consiste na avaliação da redução do lastro das usinas Cotistas (de 90% para 80%), o que reduziria o carregamento financeiro das distribuidoras e do custo do risco hidrológico para os consumidores.</i></p> <p><i>Atualmente, cerca de 69 usinas hidroelétricas participam do regime de Cotas de Garantia Física, totalizando 11,7 GWm de GF – deve-se lembrar que, para as usinas cotistas, o Risco Hidrológico (RH) é alocado integralmente ao consumidor.</i></p> <p><i>Assim, em apenas 2 meses dos últimos 5 anos as usinas cotistas tiveram superávit de recurso (energia alocada) em relação aos seus contratos. Em todos os demais meses estas usinas observaram déficit, “comprado” ao valor de PLD no mercado de curto prazo. Em agosto e setembro de 2017, piores déficits do histórico, o PLD foi de 506 e 522 R\$/MWh, apresentando um custo para os consumidores de R\$ 2,7 bilhões apenas nestes dois meses.</i></p> <p><i>O Custo do Risco Hidrológico em 2019 (ano com menor risco hidrológico dos últimos 5 anos), foi de R\$ 2,7 bilhões, correspondendo a 28% dos Custos com Receita Fixa - em 2017, este custo correspondeu a 132% da Receita Fixa.</i></p> <p><i>Assim, a proposta da EDP, ao reduzir o lastro das usinas cotistas, consiste em formar um hedge mais robusto para mitigar períodos de baixa geração, reduzindo a compra de energia a PLD no mercado de curto prazo. A seguir a EDP apresenta, em detalhes, sua contribuição.</i></p> <p>2. Proposta central da EDP para enfrentamento da sobrecontratação das distribuidoras</p> <p><i>Em uma avaliação estrutural, é importante contextualizar o cenário em que se encontra a indústria brasileira, não somente na janela da atual crise do COVID-19, mas a trajetória de alguns importantes segmentos da produção nacional. Esse entendimento auxilia na reflexão de qual é o real desafio setor elétrico dentro da cadeia econômica do país.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>A intenção da EDP é deixar claro à Agência que o real desafio não se encontra somente na crise de liquidez – tema já em avaliação nas discussões da Conta-Covid – mas sim que, em uma busca pela causa raiz, o diagnóstico aponta para um generalizado excedente de oferta na economia e, traduzida no setor elétrico, em uma necessidade de “enxugamento” dessa sobreoferta para destravar o avanço sustentável da Reforma do Setor.</i></p> <p>2.1. Brasil: uma economia em sobreoferta <i>Por motivos que perpassam as variações de expectativas econômicas (doméstico e mundial), dinâmicas setoriais, mudanças de paradigma, bem como resposta aos estímulos de políticas públicas, nota-se que alguns setores importantes da indústria vêm em trajetória de menor Uso da Capacidade Instalada (UCI) já há algum tempo, mesmo antes da crise da pandemia, sendo apenas agravada por ela, conforme mostram as séries históricas dispostas na Figura 1. Alguns segmentos – por razões intrínsecas ou exógenas – tem menor variação (como alimentos), enquanto outros observaram uma maior vacância da produção (como o automobilístico), mas a janela observada mostra uma aparente tendência de menor uso da capacidade produtiva industrial.</i></p>		

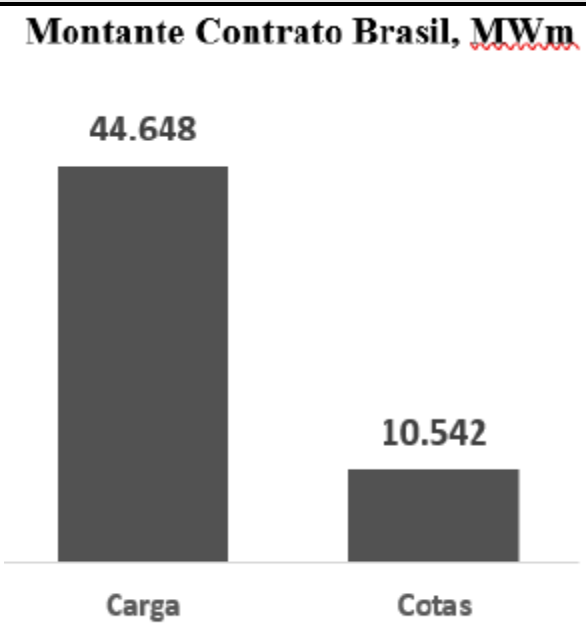
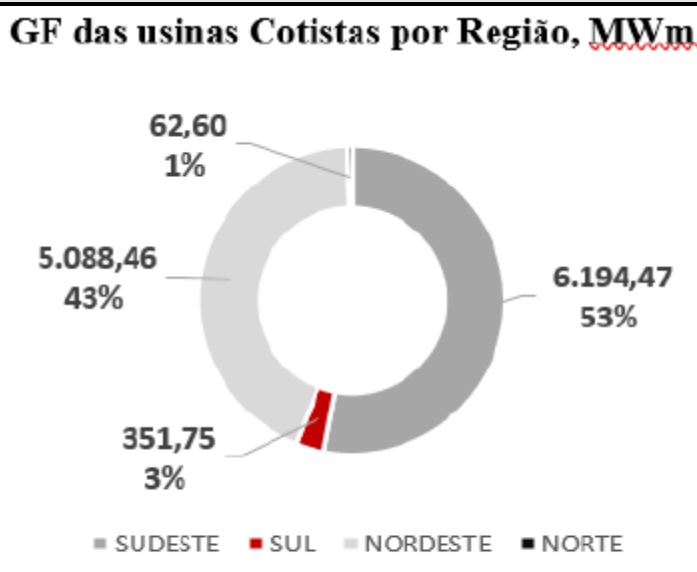
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Uso da Capacidade Instalada % - Veículos automotores, reboques e carrocerias</p>  </div> <div style="width: 45%;"> <p>Uso da Capacidade Instalada % - Produtos farmoquímicos e farmacêuticos</p>  </div> </div>		

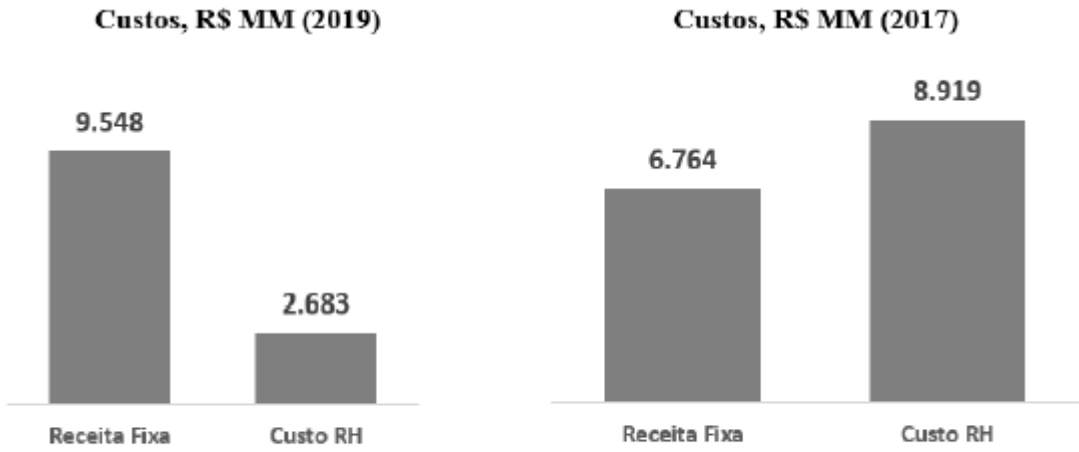
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>Uso da Capacidade Instalada % - Metalurgia</p>  </div> <div style="text-align: center;"> <p>Uso da Capacidade Instalada % - Produtos alimentícios</p>  </div> </div> <p style="text-align: center;"><i>Figura 1 – Percentual de Uso da Capacidade Instalada de segmentos da indústria¹</i></p> <p><i>O setor automobilístico é um dos que mais chama atenção. Representante de cerca de 20% do PIB Industrial², grande gerador de empregos diretos e indiretos e arrecadador de impostos, a ociosidade segue uma tendência desfavorável há quase uma década. Como exemplo de segmento de pesados investimentos em ativos de grande porte e de longo prazo de implantação e retorno, a indústria automobilística faz expansões baseadas em previsão em crescimento de mercado, expectativas econômicas e custo de oportunidade. Assim, no evento de frustração dessas expectativas, maiores ou menores custos recairão sobre os atores, a depender da capacidade de repasse ao longo da cadeia de valor, seja em crises estruturais ou conjunturais. A Figura 1 deixa claro que, na janela temporal da base de dados disponibilizada, o caso exemplifica bem o desafio da sobreoferta, em uma trajetória de tendência apontando cerca de 20% de “sobrecontratação” de fábricas, insumos e cadeias de montagem.</i></p>		

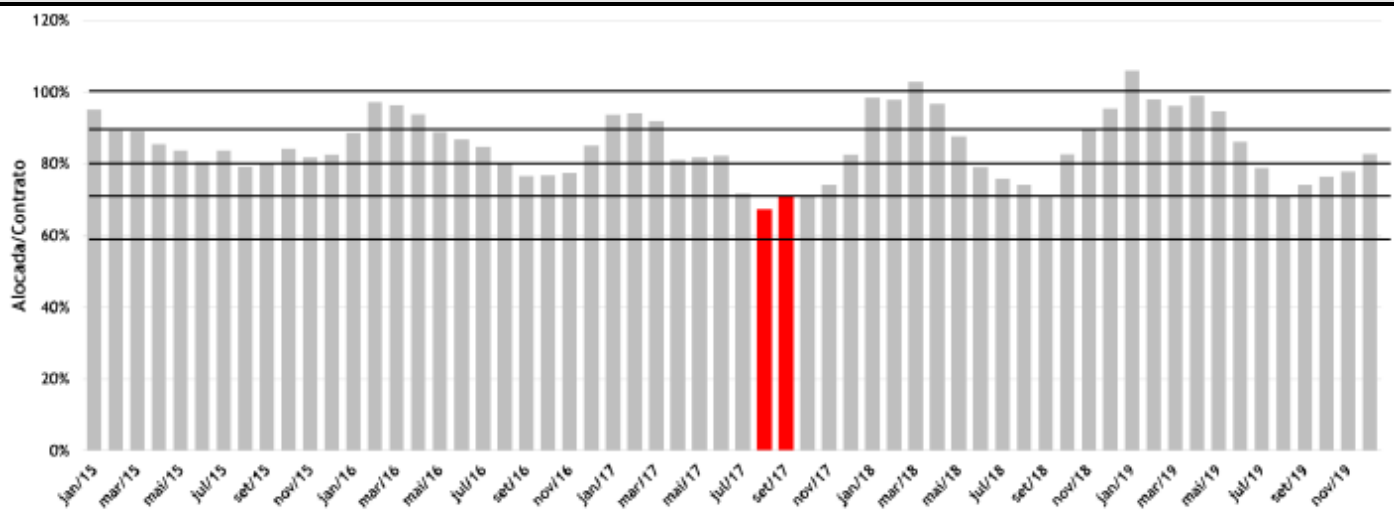
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Os desafios da sobreoferta na economia tendem a se agravar, se considerarmos as expectativas de crescimento do PIB para o próximo quadriênio apresentadas no Boletim Focus abaixo, com trajetória tímida na janela pós-pandemia.</i></p> <div style="text-align: center;"> <p>2020 — 2021 — 2022 — 2023 —</p>  </div> <p style="text-align: center;"><i>Figura 2 – Boletim Focus 12/06/2020³</i></p> <p><i>Na avaliação de sobreoferta, o setor elétrico não é diferente. Segundo os dados da Abradee de início de março 2020 (antes da pandemia), o nível de contratação no Brasil projetado para 2020-2026 está acima dos 100% (e mesmo acima do 105% regulatórios até 2024), conforme Figura 3. É esperado que o cenário 2020 sofrerá variações a maior devido aos efeitos diretos da pandemia do COVID-19, além do risco de que o efeito se estenda em um horizonte maior devido à crise econômica instaurada e perspectivas de lenta retomada da economia. Consequentemente, o problema da sobrecontratação demanda soluções estruturais, ainda mais em um contexto de abertura do mercado.</i></p>		







CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																															
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																											
		<p style="text-align: center;"><u>Projeção do nível de contratação anual - 2020 a 2026</u></p> <table border="1"> <caption>Data for Figure 3: Projeção do nível de contratação das distribuidoras de energia 2020-2026</caption> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Projeção Fev/2020 - Critério 1 (%)</th> <th>Projeção Jun/2019 - Critério 1 (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2019</td> <td>104,6%</td> <td>105,3%</td> </tr> <tr> <td>2020</td> <td>106,1%</td> <td>107,3%</td> </tr> <tr> <td>2021</td> <td>108,2%</td> <td>107,0%</td> </tr> <tr> <td>2022</td> <td>107,1%</td> <td>105,3%</td> </tr> <tr> <td>2023</td> <td>108,6%</td> <td>106,2%</td> </tr> <tr> <td>2024</td> <td>106,9%</td> <td>102,9%</td> </tr> <tr> <td>2025</td> <td>104,2%</td> <td>98,8%</td> </tr> <tr> <td>2026</td> <td>102,6%</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"> ■ Projeção Fev/2020 - Critério 1 ● Projeção Jun/2019 - Critério 1 </p> <p style="text-align: center;"><i>Figura 3 – Projeção do nível de contratação das distribuidoras de energia 2020-2026</i></p>	Ano	Projeção Fev/2020 - Critério 1 (%)	Projeção Jun/2019 - Critério 1 (%)	2019	104,6%	105,3%	2020	106,1%	107,3%	2021	108,2%	107,0%	2022	107,1%	105,3%	2023	108,6%	106,2%	2024	106,9%	102,9%	2025	104,2%	98,8%	2026	102,6%	-		
Ano	Projeção Fev/2020 - Critério 1 (%)	Projeção Jun/2019 - Critério 1 (%)																													
2019	104,6%	105,3%																													
2020	106,1%	107,3%																													
2021	108,2%	107,0%																													
2022	107,1%	105,3%																													
2023	108,6%	106,2%																													
2024	106,9%	102,9%																													
2025	104,2%	98,8%																													
2026	102,6%	-																													

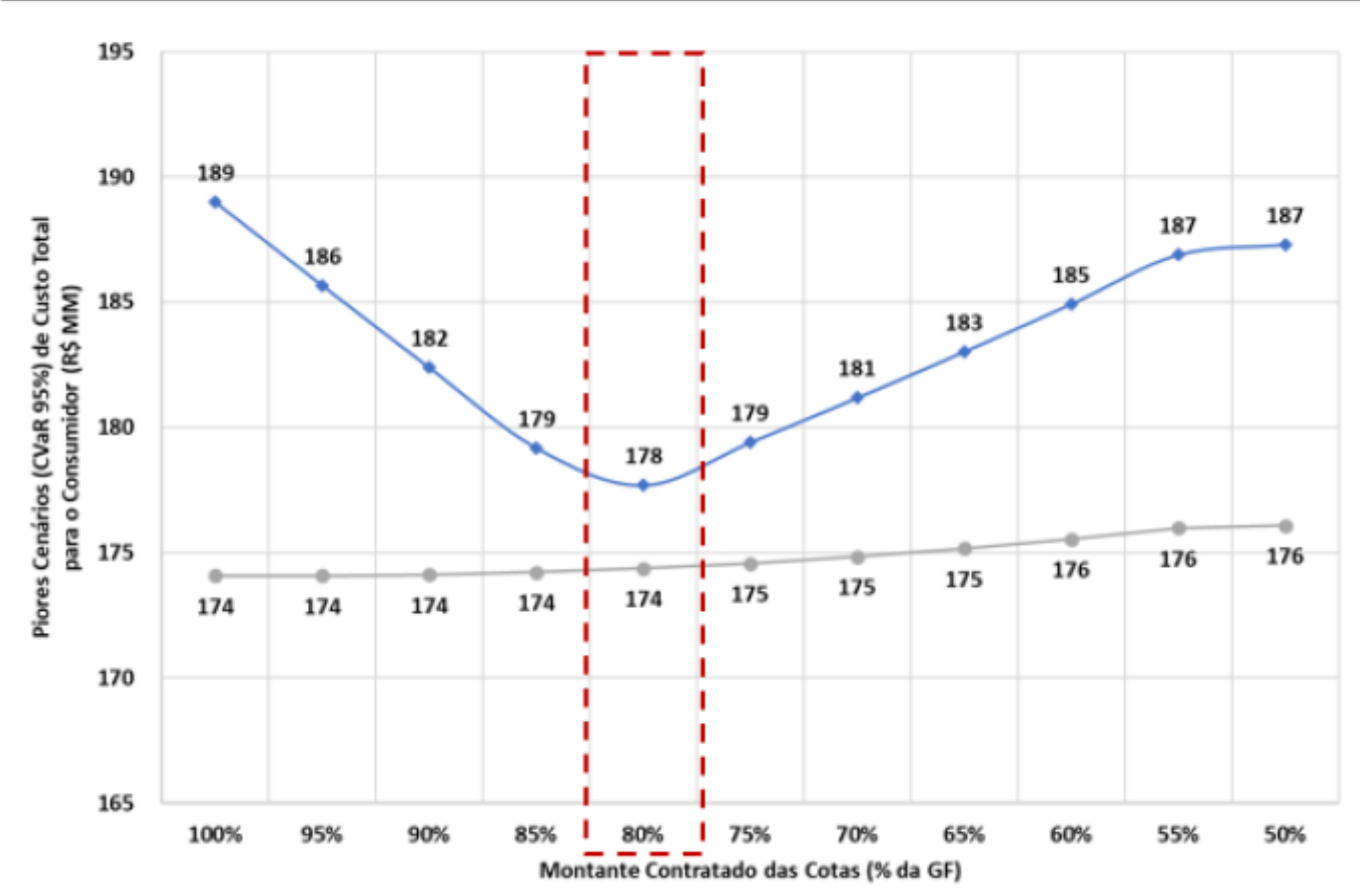
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Logo, a reflexão que se busca é contextualizar a situação do setor elétrico dentro da economia brasileira. Superada a janela momentânea dos fluxos financeiros, o “novo normal” do lado da oferta traz à tona uma adversidade desconhecida. A crise do Covid amplificou o problema de uma economia que expandiu sua capacidade produtiva além das necessidades da demanda, exemplificado na Figura 1. O verdadeiro desafio será readequar a oferta à realidade operativa da economia, e agora com ainda mais criatividade e urgência. A presente contribuição não tem a pretensão de solucionar o “mundo”, mas sim apresentar propostas que, combinando todos os fundamentos do respeito aos contratos, estabilidade regulatória e jurídica, a voluntariedade e as características do setor elétrico, buscarão atacar a causa raiz da sobreoferta. Na sequência, a EDP apresentará estudos e propostas de reposicionamento do lado da oferta, através da gestão contratual das usinas cotistas e possibilidade de desconstrução de térmicas de alto CVU, com benefícios sistêmicos e ao consumidor cativo.</i></p> <p><i>Portanto:</i></p> <p><i>O diagnóstico que emerge da avaliação é de grande valia: o setor elétrico não está em uma “bolha”, há uma situação de sobreoferta no país, que foi exacerbada com a crise causada pela pandemia do Covid. O enfrentamento dos efeitos conjunturais passa por iniciativas já em andamento – como a Conta-Covid e algumas das propostas em debate nesta Consulta, mas o verdadeiro desafio para a correção de rota, quando se contextualiza o setor elétrico dentro do quadro econômico brasileiro: como corrigir a oferta e potencializar a criação de valor? O desafio proposto será o mote da contribuição estrutural da EDP no presente documento.</i></p> <p><i>2.2 Alternativas de equacionamento do Risco Hidrológico: Revisão do Lastro Contratual de Usinas Cotistas</i> <i>A EDP desenvolveu estudo avaliando os impactos da redução do lastro de Cotas, para fins de mitigação dos custos relacionados ao risco hidrológico. A sequência de figuras abaixo mostra os cenários simulados e resultados obtidos, em termos de volatilidade e montantes financeiros envolvidos.</i> <i>Cerca de 69 usinas hidroelétricas participam atualmente do regime de Cotas de Garantia Física, totalizando 11,7 GWm de GF e 10,5 GWm de contratos (2019), quase que na totalidade instaladas no Sudeste e Nordeste.</i></p>		

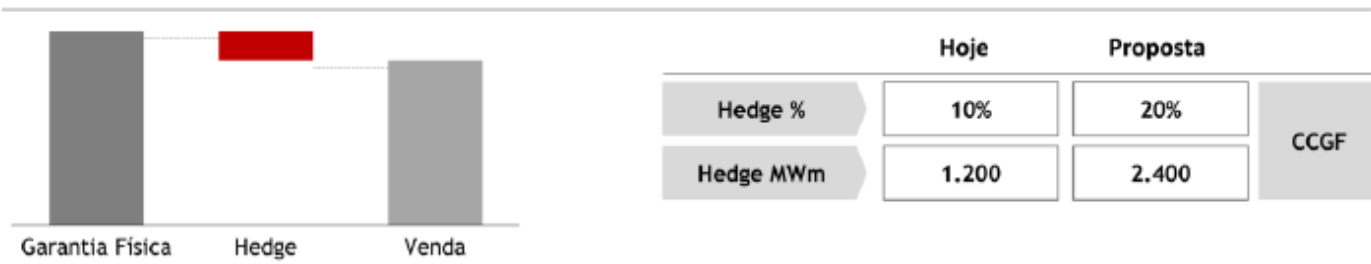
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																										
#	Entidade	Texto		Aproveitamento	Justificativa																					
		<p>Montante Contrato Brasil, MWm</p>  <table border="1"> <caption>Montante Contrato Brasil, MWm</caption> <thead> <tr> <th>Categoria</th> <th>Valor (MWm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Carga</td> <td>44.648</td> </tr> <tr> <td>Cotas</td> <td>10.542</td> </tr> </tbody> </table>	Categoria	Valor (MWm)	Carga	44.648	Cotas	10.542	<p>GF das usinas Cotistas por Região, MWm</p>  <table border="1"> <caption>GF das usinas Cotistas por Região, MWm</caption> <thead> <tr> <th>Região</th> <th>Valor (MWm)</th> <th>Porcentagem</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SUDESTE</td> <td>6.194,47</td> <td>53%</td> </tr> <tr> <td>NORDESTE</td> <td>5.088,46</td> <td>43%</td> </tr> <tr> <td>SUL</td> <td>351,75</td> <td>3%</td> </tr> <tr> <td>NORTE</td> <td>62,60</td> <td>1%</td> </tr> </tbody> </table>	Região	Valor (MWm)	Porcentagem	SUDESTE	6.194,47	53%	NORDESTE	5.088,46	43%	SUL	351,75	3%	NORTE	62,60	1%		
Categoria	Valor (MWm)																									
Carga	44.648																									
Cotas	10.542																									
Região	Valor (MWm)	Porcentagem																								
SUDESTE	6.194,47	53%																								
NORDESTE	5.088,46	43%																								
SUL	351,75	3%																								
NORTE	62,60	1%																								
		<p><i>Figura 4 – Cotas: comparativo entre Carga e Cotas alocadas, além da distribuição de Garantia Física por região</i></p> <p><i>As Cotas de Garantia Física correspondem a ~24% da carga das distribuidoras. O Custo do Risco Hidrológico (RH) em 2019 (ano com menor RH dos últimos 5 anos), foi de R\$ 2,7 bilhões, correspondendo a 28% dos Custos com Receita Fixa. Em 2017 o Custo com RH correspondeu a 132% da Receita Fixa.</i></p>																								

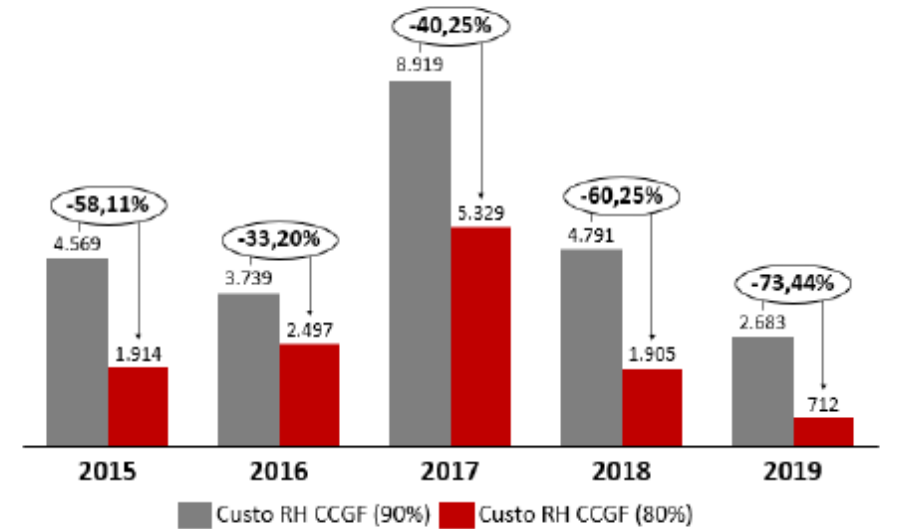
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS														
#	Entidade	Texto		Aproveitamento	Justificativa									
		 <table border="1"> <caption>Figura 5 – Cotas: comparativo entre Receita Fixa e custo com o Risco Hidrológico</caption> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Receita Fixa (R\$ MM)</th> <th>Custo RH (R\$ MM)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2019</td> <td>9.548</td> <td>2.683</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>6.764</td> <td>8.919</td> </tr> </tbody> </table>		Ano	Receita Fixa (R\$ MM)	Custo RH (R\$ MM)	2019	9.548	2.683	2017	6.764	8.919		
Ano	Receita Fixa (R\$ MM)	Custo RH (R\$ MM)												
2019	9.548	2.683												
2017	6.764	8.919												
		<p><i>Figura 5 – Cotas: comparativo entre Receita Fixa e custo com o Risco Hidrológico</i></p> <p><i>Sobre o Risco Hidrológico das Cotas, em apenas 2 meses dos últimos 5 anos as usinas cotistas tiveram superávit de recurso (energia alocada) em relação aos seus contratos. Em todos os demais meses estas usinas observaram déficit, “comprado” ao valor de PLD no mercado de curto prazo. Em agosto e setembro de 2017, destacados na Figura 6, piores déficits do histórico, o PLD foi de 506 e 522 R\$/MWh, apresentando um custo para os consumidores de R\$ 2,7 bilhões apenas nestes dois meses.</i></p>												

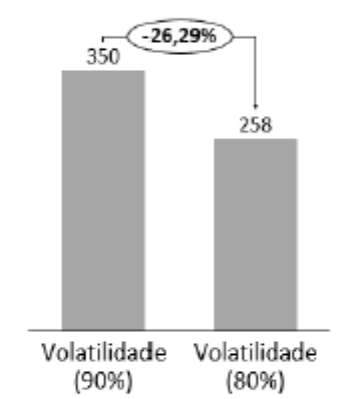
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		 <p><i>Figura 6 – Cotas: comparativo entre Receita Fixa e custo com o Risco Hidrológico</i></p> <p><i>Para gerir os impactos relacionados ao risco hidrológico, os geradores adotam estratégias que contemplam o submercado em que se encontram, o perfil de sazonalização esperado do MRE, além das projeções de preços nos momentos de tomada de decisão. Como não possuem controle sobre essas ferramentas e estratégias, as distribuidoras são agentes passivos, ficando expostas ao elevado custo de cenários críticos nos contratos onde o risco hidrológico é transferido à elas, conforme destacado na Figura 7.</i></p>		

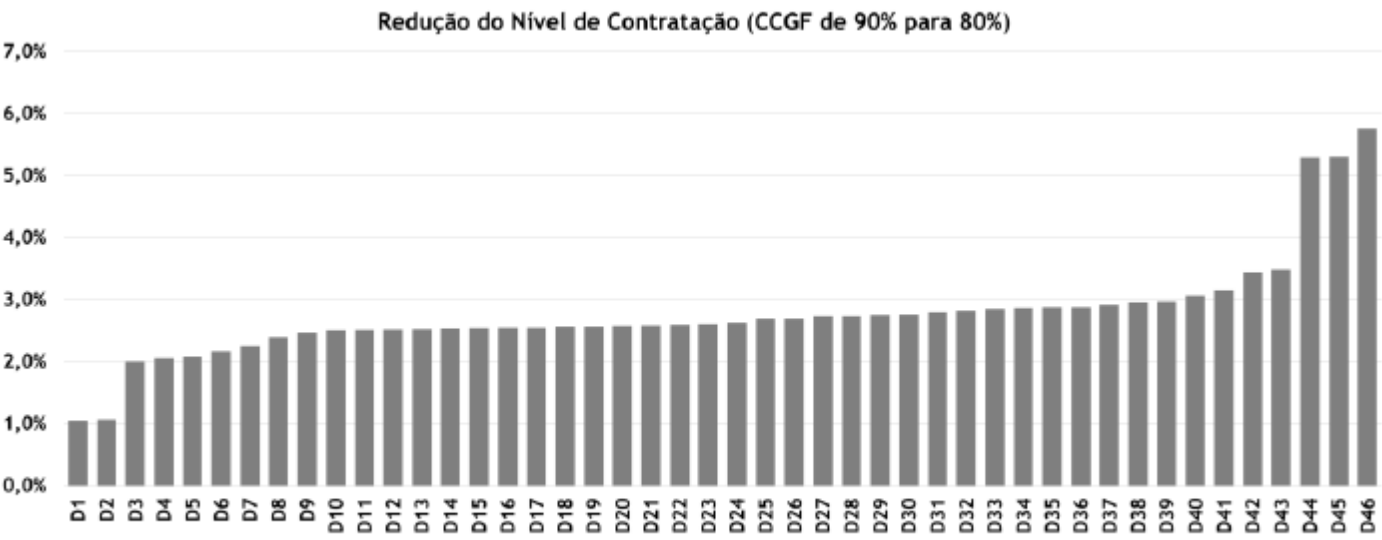
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																						
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																		
		<p>As empresas expostas ao Risco Hidrológico adotam estratégias para se protegerem contra os cenários mais críticos...</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Sem Estratégia</th> <th>Com Estratégia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> Custo Muito Alto</td> <td>Custo Moderado</td> </tr> <tr> <td> Baixo Custo</td> <td>Custo Moderado</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Comprar Energia</th> <th>Não Vender</th> <th>Sazonalizar</th> <th>Gestão Passiva</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energia comprada serve como hedge para reduzir a compra de energia a PLD</td> <td>Energia não vendida serve como hedge para reduzir a compra de energia a PLD</td> <td>Alocação de energia em meses com expectativa de alto PLD reduz a probabilidade de custo muito alto</td> <td>Custos passam a variar de acordo com o regime hidrológico: muito altos em anos secos</td> </tr> <tr> <td>Sobre de energia é do Acionista, não do consumidor!</td> <td>O percentual de 90% para Cotas é estabelecido em Decreto</td> <td>Sazonalização das cotas é realizada pelo perfil do MRE</td> <td>Distribuidoras se encontram aqui, com o custo do risco hidrológico repassado ao consumidor</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Figura 7 – Características das estratégias de gestão do risco hidrológico</i></p> <p><i>Em uma análise prospectiva em risco, avaliamos que a redução do percentual de garantia física associado às Cotas reduz o risco, com leve elevação do custo médio, conforme curva de piores cenários (CVaR 95%) de custo total para o consumidor destacado na Figura 8. A variação de custos entre cenários extremos é minimizada com o percentual de alocação de 80%.</i></p>	Sem Estratégia	Com Estratégia	 Custo Muito Alto	Custo Moderado	 Baixo Custo	Custo Moderado	Comprar Energia	Não Vender	Sazonalizar	Gestão Passiva	Energia comprada serve como hedge para reduzir a compra de energia a PLD	Energia não vendida serve como hedge para reduzir a compra de energia a PLD	Alocação de energia em meses com expectativa de alto PLD reduz a probabilidade de custo muito alto	Custos passam a variar de acordo com o regime hidrológico: muito altos em anos secos	Sobre de energia é do Acionista, não do consumidor!	O percentual de 90% para Cotas é estabelecido em Decreto	Sazonalização das cotas é realizada pelo perfil do MRE	Distribuidoras se encontram aqui, com o custo do risco hidrológico repassado ao consumidor		
Sem Estratégia	Com Estratégia																					
 Custo Muito Alto	Custo Moderado																					
 Baixo Custo	Custo Moderado																					
Comprar Energia	Não Vender	Sazonalizar	Gestão Passiva																			
Energia comprada serve como hedge para reduzir a compra de energia a PLD	Energia não vendida serve como hedge para reduzir a compra de energia a PLD	Alocação de energia em meses com expectativa de alto PLD reduz a probabilidade de custo muito alto	Custos passam a variar de acordo com o regime hidrológico: muito altos em anos secos																			
Sobre de energia é do Acionista, não do consumidor!	O percentual de 90% para Cotas é estabelecido em Decreto	Sazonalização das cotas é realizada pelo perfil do MRE	Distribuidoras se encontram aqui, com o custo do risco hidrológico repassado ao consumidor																			

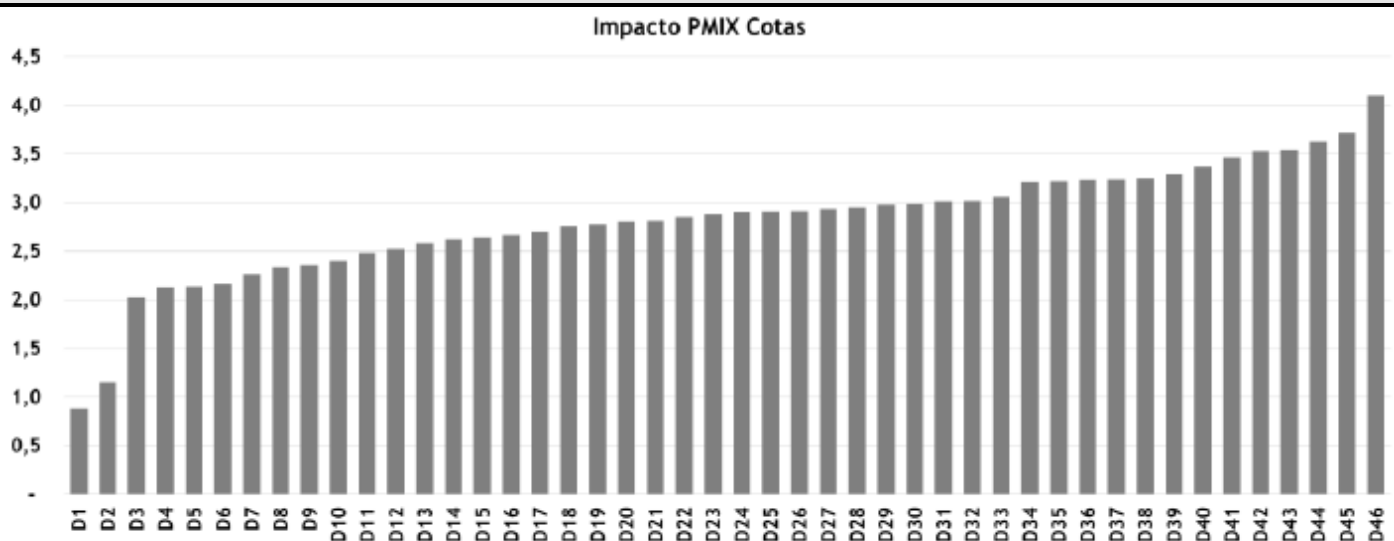
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																								
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																				
		<h3 style="text-align: center;">Custo do Risco Hidrológico</h3>  <table border="1" style="margin-top: 10px;"> <caption>Dados do Gráfico: Custo do Risco Hidrológico</caption> <thead> <tr> <th>Montante Contratado das Cotas (% da GF)</th> <th>Piores Cenários (CVaR 95%) de Custo Total para o Consumidor (R\$ MIM) - Linha Superior</th> <th>Piores Cenários (CVaR 95%) de Custo Total para o Consumidor (R\$ MIM) - Linha Inferior</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>100%</td><td>189</td><td>174</td></tr> <tr><td>95%</td><td>186</td><td>174</td></tr> <tr><td>90%</td><td>182</td><td>174</td></tr> <tr><td>85%</td><td>179</td><td>174</td></tr> <tr><td>80%</td><td>178</td><td>174</td></tr> <tr><td>75%</td><td>179</td><td>175</td></tr> <tr><td>70%</td><td>181</td><td>175</td></tr> <tr><td>65%</td><td>183</td><td>175</td></tr> <tr><td>60%</td><td>185</td><td>176</td></tr> <tr><td>55%</td><td>187</td><td>176</td></tr> <tr><td>50%</td><td>187</td><td>176</td></tr> </tbody> </table>	Montante Contratado das Cotas (% da GF)	Piores Cenários (CVaR 95%) de Custo Total para o Consumidor (R\$ MIM) - Linha Superior	Piores Cenários (CVaR 95%) de Custo Total para o Consumidor (R\$ MIM) - Linha Inferior	100%	189	174	95%	186	174	90%	182	174	85%	179	174	80%	178	174	75%	179	175	70%	181	175	65%	183	175	60%	185	176	55%	187	176	50%	187	176		
Montante Contratado das Cotas (% da GF)	Piores Cenários (CVaR 95%) de Custo Total para o Consumidor (R\$ MIM) - Linha Superior	Piores Cenários (CVaR 95%) de Custo Total para o Consumidor (R\$ MIM) - Linha Inferior																																						
100%	189	174																																						
95%	186	174																																						
90%	182	174																																						
85%	179	174																																						
80%	178	174																																						
75%	179	175																																						
70%	181	175																																						
65%	183	175																																						
60%	185	176																																						
55%	187	176																																						
50%	187	176																																						
		<p style="text-align: center;"><i>Figura 8 – Análise prospectiva com proposta EDP: custo do Risco Hidrológico para Cotas</i></p>																																						

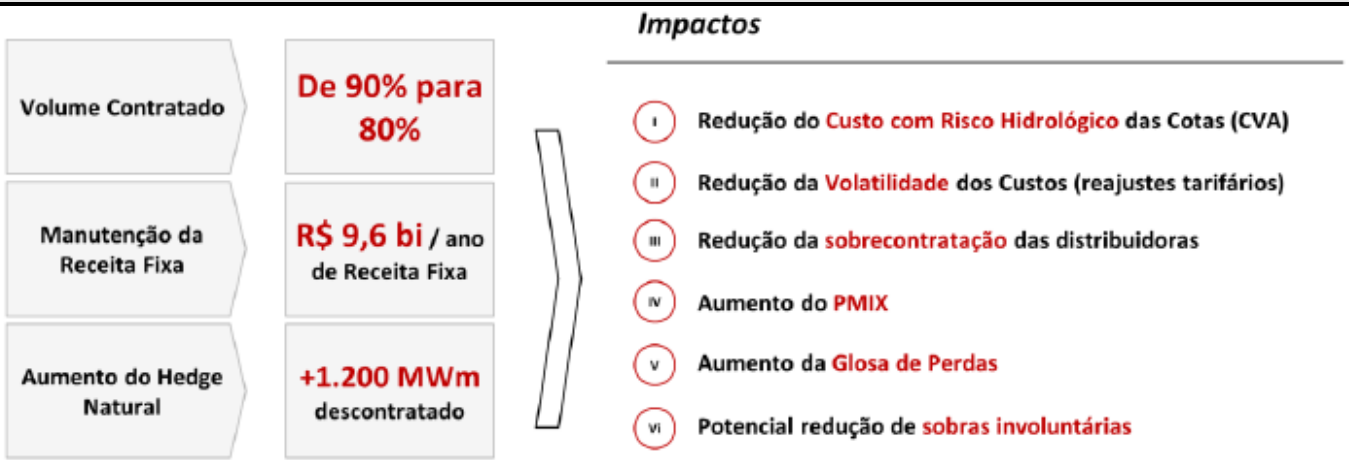
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS															
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa											
		<p>Proposta de aprimoramento EDP para Cotas: Não Vender</p> <p>A partir das simulações realizadas, a EDP apresenta sua proposta de estratégia para gestão contratual/risco hidrológico das Cotas, destacadas na Figura 9 e descritas abaixo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Volume Contratado das Usinas Cotistas é Reduzido de 90% para 80% da Garantia Física comprometida. • Volume descontratado é utilizado como proteção (hedge) contra o Risco Hidrológico, reduzindo custo no mercado de curto prazo para o consumidor. • Redução do nível de contratação das distribuidoras, mitigando o impacto econômico. • Receita Fixa Anual é mantida para as usinas cotistas, aumentando o preço dos contratos. • PMIX das distribuidoras aumenta, impactando o custo da glosa. <p style="text-align: center;">Hedge do Risco Hidrológico</p>  <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Hoje</th> <th>Proposta</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Hedge %</td> <td>10%</td> <td>20%</td> <td rowspan="2">CCGF</td> </tr> <tr> <td>Hedge MWm</td> <td>1.200</td> <td>2.400</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Figura 9 – Proposta de aprimoramento EDP para gestão contratual de Cotas</p> <p>Em uma análise da proposta EDP sobre o histórico para Cotas, o custo do Risco Hidrológico reduz significativamente com a redução do volume contratual, formando um hedge natural para a usina. No período, o custo reduziu de R\$ 24,7 bilhões para R\$ 12,4 bilhões (redução de 50%), apresentado na Figura 10. A volatilidade (variação mensal) dos Custos com Risco Hidrológico também apresenta significativa redução (16%), disposto na Figura 11.</p>		Hoje	Proposta		Hedge %	10%	20%	CCGF	Hedge MWm	1.200	2.400		
	Hoje	Proposta													
Hedge %	10%	20%	CCGF												
Hedge MWm	1.200	2.400													

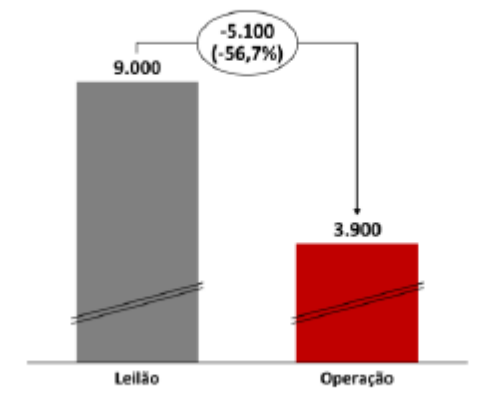
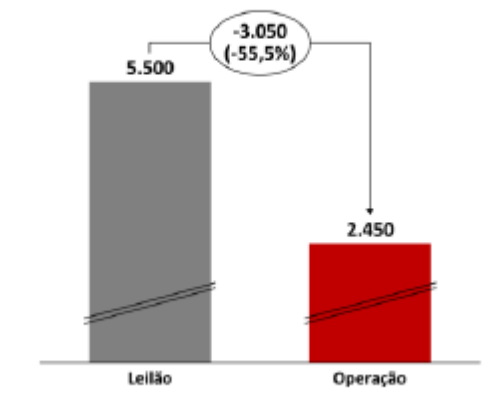
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																												
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																								
		<p style="text-align: center;">Proposta EDP para Cotas: custo RH [R\$ MM]</p>  <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <caption>Data for Figura 10</caption> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Custo RH CCGF (90%) [R\$ MM]</th> <th>Custo RH CCGF (80%) [R\$ MM]</th> <th>Diferença (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2015</td> <td>4.569</td> <td>1.914</td> <td>-58,11%</td> </tr> <tr> <td>2016</td> <td>3.739</td> <td>2.497</td> <td>-33,20%</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>8.919</td> <td>5.329</td> <td>-40,25%</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>4.791</td> <td>1.905</td> <td>-60,25%</td> </tr> <tr> <td>2019</td> <td>2.683</td> <td>712</td> <td>-73,44%</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"> Custo RH CCGF (90%) Custo RH CCGF (80%) </p>	Ano	Custo RH CCGF (90%) [R\$ MM]	Custo RH CCGF (80%) [R\$ MM]	Diferença (%)	2015	4.569	1.914	-58,11%	2016	3.739	2.497	-33,20%	2017	8.919	5.329	-40,25%	2018	4.791	1.905	-60,25%	2019	2.683	712	-73,44%		
Ano	Custo RH CCGF (90%) [R\$ MM]	Custo RH CCGF (80%) [R\$ MM]	Diferença (%)																									
2015	4.569	1.914	-58,11%																									
2016	3.739	2.497	-33,20%																									
2017	8.919	5.329	-40,25%																									
2018	4.791	1.905	-60,25%																									
2019	2.683	712	-73,44%																									
		<p><i>Figura 10 – Análise do histórico com proposta EDP: custo do Risco Hidrológico para Cotas</i></p>																										

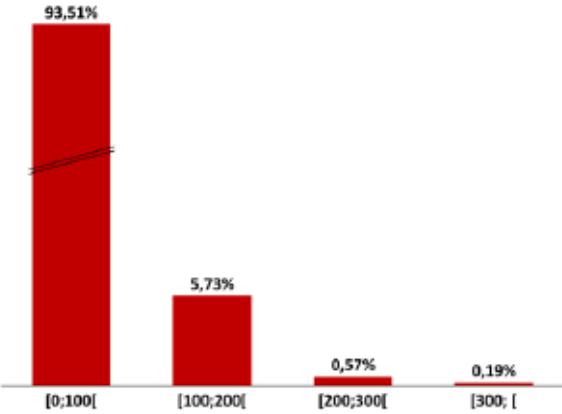
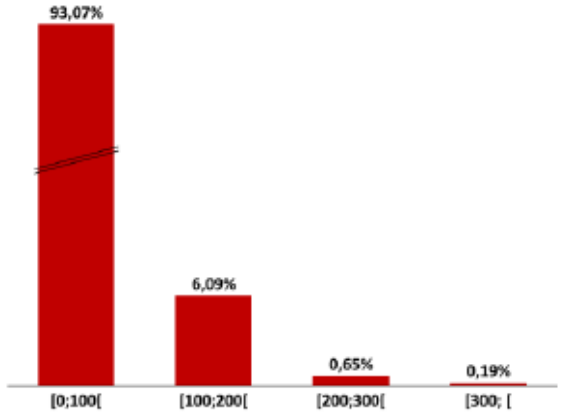
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS										
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa						
		<p style="text-align: center;">Volatilidade do Custo do RH [R\$ MM]</p>  <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Volatilidade</th> <th>Valor (R\$ MM)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Volatilidade (90%)</td> <td>350</td> </tr> <tr> <td>Volatilidade (80%)</td> <td>258</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><i>Figura 11 – Análise do histórico com proposta EDP: volatilidade do Risco Hidrológico para Cotas</i></p> <p><i>A proposta apresentada reduz o volume de contrato das distribuidoras, reduzindo seus níveis de sobrecontratação, conforme disposto na Figura 12.</i></p>	Volatilidade	Valor (R\$ MM)	Volatilidade (90%)	350	Volatilidade (80%)	258		
Volatilidade	Valor (R\$ MM)									
Volatilidade (90%)	350									
Volatilidade (80%)	258									

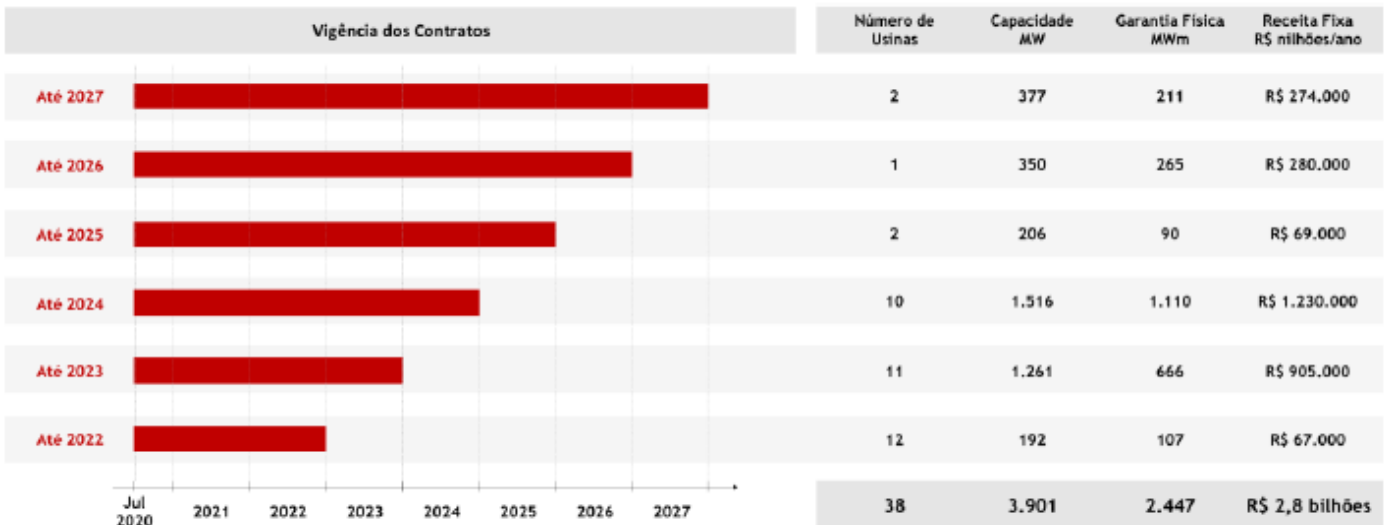
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																																																																		
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																																																														
		<p style="text-align: center;">Redução do Nível de Contratação (CCGF de 90% para 80%)</p>  <table border="1"> <caption>Data for Figure 12: PMIX Increase by Distribution Company</caption> <thead> <tr> <th>Entidade</th> <th>PMIX Aumento (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>D1</td><td>1.0</td></tr> <tr><td>D2</td><td>1.0</td></tr> <tr><td>D3</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>D4</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>D5</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>D6</td><td>2.2</td></tr> <tr><td>D7</td><td>2.3</td></tr> <tr><td>D8</td><td>2.4</td></tr> <tr><td>D9</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D10</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D11</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D12</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D13</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D14</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D15</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D16</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D17</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D18</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D19</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D20</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D21</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D22</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D23</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D24</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D25</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D26</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D27</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D28</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D29</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D30</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D31</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D32</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D33</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D34</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D35</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D36</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D37</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D38</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D39</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D40</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D41</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D42</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D43</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D44</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D45</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D46</td><td>2.6</td></tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Figura 12 – Proposta EDP: nível de contratação das distribuidoras com a redução de Cotas (90% para 80%)</p> <p><i>Para as usinas em Cotas, as simulações indicaram que o PMIX das distribuidoras aumenta com a proposta, dependendo da participação nos portfólios. O Impacto médio é de 2,8 R\$/MWh. Os resultados são apresentados na Figura 13.</i></p>	Entidade	PMIX Aumento (%)	D1	1.0	D2	1.0	D3	2.0	D4	2.0	D5	2.0	D6	2.2	D7	2.3	D8	2.4	D9	2.5	D10	2.5	D11	2.5	D12	2.5	D13	2.5	D14	2.5	D15	2.5	D16	2.5	D17	2.5	D18	2.5	D19	2.5	D20	2.5	D21	2.5	D22	2.5	D23	2.5	D24	2.5	D25	2.6	D26	2.6	D27	2.6	D28	2.6	D29	2.6	D30	2.6	D31	2.6	D32	2.6	D33	2.6	D34	2.6	D35	2.6	D36	2.6	D37	2.6	D38	2.6	D39	2.6	D40	2.6	D41	2.6	D42	2.6	D43	2.6	D44	2.6	D45	2.6	D46	2.6		
Entidade	PMIX Aumento (%)																																																																																																	
D1	1.0																																																																																																	
D2	1.0																																																																																																	
D3	2.0																																																																																																	
D4	2.0																																																																																																	
D5	2.0																																																																																																	
D6	2.2																																																																																																	
D7	2.3																																																																																																	
D8	2.4																																																																																																	
D9	2.5																																																																																																	
D10	2.5																																																																																																	
D11	2.5																																																																																																	
D12	2.5																																																																																																	
D13	2.5																																																																																																	
D14	2.5																																																																																																	
D15	2.5																																																																																																	
D16	2.5																																																																																																	
D17	2.5																																																																																																	
D18	2.5																																																																																																	
D19	2.5																																																																																																	
D20	2.5																																																																																																	
D21	2.5																																																																																																	
D22	2.5																																																																																																	
D23	2.5																																																																																																	
D24	2.5																																																																																																	
D25	2.6																																																																																																	
D26	2.6																																																																																																	
D27	2.6																																																																																																	
D28	2.6																																																																																																	
D29	2.6																																																																																																	
D30	2.6																																																																																																	
D31	2.6																																																																																																	
D32	2.6																																																																																																	
D33	2.6																																																																																																	
D34	2.6																																																																																																	
D35	2.6																																																																																																	
D36	2.6																																																																																																	
D37	2.6																																																																																																	
D38	2.6																																																																																																	
D39	2.6																																																																																																	
D40	2.6																																																																																																	
D41	2.6																																																																																																	
D42	2.6																																																																																																	
D43	2.6																																																																																																	
D44	2.6																																																																																																	
D45	2.6																																																																																																	
D46	2.6																																																																																																	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																																																																		
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																																																														
		<p style="text-align: center;">Impacto PMIX Cotas</p>  <table border="1"> <caption>Data for Figura 13 - Impacto PMIX Cotas</caption> <thead> <tr> <th>Distribuidora</th> <th>Impacto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>D1</td><td>0.8</td></tr> <tr><td>D2</td><td>1.1</td></tr> <tr><td>D3</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>D4</td><td>2.1</td></tr> <tr><td>D5</td><td>2.1</td></tr> <tr><td>D6</td><td>2.1</td></tr> <tr><td>D7</td><td>2.2</td></tr> <tr><td>D8</td><td>2.3</td></tr> <tr><td>D9</td><td>2.3</td></tr> <tr><td>D10</td><td>2.4</td></tr> <tr><td>D11</td><td>2.4</td></tr> <tr><td>D12</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D13</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>D14</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D15</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D16</td><td>2.6</td></tr> <tr><td>D17</td><td>2.7</td></tr> <tr><td>D18</td><td>2.7</td></tr> <tr><td>D19</td><td>2.7</td></tr> <tr><td>D20</td><td>2.8</td></tr> <tr><td>D21</td><td>2.8</td></tr> <tr><td>D22</td><td>2.8</td></tr> <tr><td>D23</td><td>2.9</td></tr> <tr><td>D24</td><td>2.9</td></tr> <tr><td>D25</td><td>2.9</td></tr> <tr><td>D26</td><td>2.9</td></tr> <tr><td>D27</td><td>2.9</td></tr> <tr><td>D28</td><td>2.9</td></tr> <tr><td>D29</td><td>2.9</td></tr> <tr><td>D30</td><td>2.9</td></tr> <tr><td>D31</td><td>2.9</td></tr> <tr><td>D32</td><td>2.9</td></tr> <tr><td>D33</td><td>3.0</td></tr> <tr><td>D34</td><td>3.1</td></tr> <tr><td>D35</td><td>3.1</td></tr> <tr><td>D36</td><td>3.1</td></tr> <tr><td>D37</td><td>3.1</td></tr> <tr><td>D38</td><td>3.2</td></tr> <tr><td>D39</td><td>3.2</td></tr> <tr><td>D40</td><td>3.3</td></tr> <tr><td>D41</td><td>3.4</td></tr> <tr><td>D42</td><td>3.5</td></tr> <tr><td>D43</td><td>3.5</td></tr> <tr><td>D44</td><td>3.6</td></tr> <tr><td>D45</td><td>3.7</td></tr> <tr><td>D46</td><td>4.1</td></tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Figura 13 – Proposta EDP: impacto no PMIX das distribuidoras com a redução de Cotas (90% para 80%)</p> <p><i>Para Cotas, o impacto na Glosa de Perdas devido ao aumento do PMIX é muito inferior à redução das perdas com sobrecontratação. Este resultado se mantém mesmo quando as distribuidoras são avaliadas individualmente.</i></p> <p><i>A proposta, portanto, visa reduzir o montante contratual das Cotas (alocação contratual de 90% para 80%), criando um hedge para os consumidores contra os custos de risco hidrológico. As simulações resultaram em redução do custo com Risco Hidrológico de 2,5 bilhões/ano para o consumidor, e, para as distribuidoras, redução do prejuízo com a sobrecontratação de R\$ 900 MM/ano, com aumento do Custo da Glosa de R\$ 26 MM, conforme resumo da Figura 14.</i></p>	Distribuidora	Impacto	D1	0.8	D2	1.1	D3	2.0	D4	2.1	D5	2.1	D6	2.1	D7	2.2	D8	2.3	D9	2.3	D10	2.4	D11	2.4	D12	2.5	D13	2.5	D14	2.6	D15	2.6	D16	2.6	D17	2.7	D18	2.7	D19	2.7	D20	2.8	D21	2.8	D22	2.8	D23	2.9	D24	2.9	D25	2.9	D26	2.9	D27	2.9	D28	2.9	D29	2.9	D30	2.9	D31	2.9	D32	2.9	D33	3.0	D34	3.1	D35	3.1	D36	3.1	D37	3.1	D38	3.2	D39	3.2	D40	3.3	D41	3.4	D42	3.5	D43	3.5	D44	3.6	D45	3.7	D46	4.1		
Distribuidora	Impacto																																																																																																	
D1	0.8																																																																																																	
D2	1.1																																																																																																	
D3	2.0																																																																																																	
D4	2.1																																																																																																	
D5	2.1																																																																																																	
D6	2.1																																																																																																	
D7	2.2																																																																																																	
D8	2.3																																																																																																	
D9	2.3																																																																																																	
D10	2.4																																																																																																	
D11	2.4																																																																																																	
D12	2.5																																																																																																	
D13	2.5																																																																																																	
D14	2.6																																																																																																	
D15	2.6																																																																																																	
D16	2.6																																																																																																	
D17	2.7																																																																																																	
D18	2.7																																																																																																	
D19	2.7																																																																																																	
D20	2.8																																																																																																	
D21	2.8																																																																																																	
D22	2.8																																																																																																	
D23	2.9																																																																																																	
D24	2.9																																																																																																	
D25	2.9																																																																																																	
D26	2.9																																																																																																	
D27	2.9																																																																																																	
D28	2.9																																																																																																	
D29	2.9																																																																																																	
D30	2.9																																																																																																	
D31	2.9																																																																																																	
D32	2.9																																																																																																	
D33	3.0																																																																																																	
D34	3.1																																																																																																	
D35	3.1																																																																																																	
D36	3.1																																																																																																	
D37	3.1																																																																																																	
D38	3.2																																																																																																	
D39	3.2																																																																																																	
D40	3.3																																																																																																	
D41	3.4																																																																																																	
D42	3.5																																																																																																	
D43	3.5																																																																																																	
D44	3.6																																																																																																	
D45	3.7																																																																																																	
D46	4.1																																																																																																	

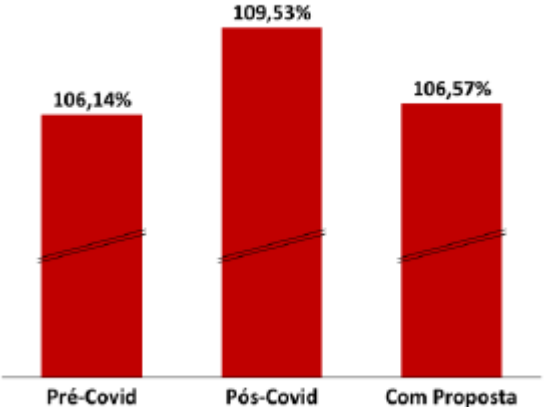
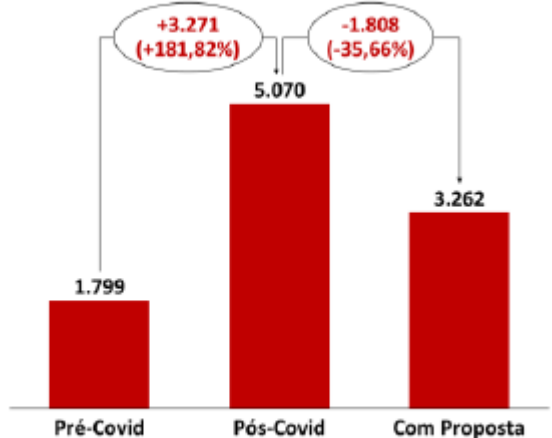
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS					
#	Entidade	Texto		Aproveitamento	Justificativa
					
		<p>Consumidor</p> <p>Redução do Custo com Risco Hidrológico de 2,5 bilhões/ano</p>	<p>Distribuidoras</p> <p>Redução do Prejuízo com a sobrecontratação de R\$ 900 MM/ano, com aumento do Custo da Glosa de R\$ 26 MM.</p>		
		<p><i>Figura 14 – Resumo dos impactos resultantes das simulações da proposta EDP para a redução de Cotas (90% para 80%)</i></p>			
		<p><i>Dada a semelhança na alocação do risco hidrológico, o mesmo racional de reposicionamento dos contratos pode ser estendido ao caso de Itaipu. Para tal, a EDP está desenvolvendo estudo para avaliar a exposição do ACR aos contratos com custo do risco hidrológico atrelado vis-à-vis variações no preço médio de compra de energia, com objetivo de propor alocação de portfólio das distribuidoras que otimizem os benefícios aos consumidores.</i></p>			

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa												
		<p>Conforme estudo apresentado na presente Contribuição, a EDP sugere a redução do lastro das usinas Cotistas (CCGF), com alocação contratual de 90% para 80%, como tratamento estrutural para mitigação da volatilidade e consequente redução do carregamento financeiro das distribuidoras e do custo do risco hidrológico, com benefícios aos consumidores.</p> <p>2.3. Criação de um leilão centralizado de descontração de térmicas de alto CVU Cerca de 65 usinas termoeletricas de alto custo variável foram contratadas nos Leilões de Energia Nova entre 2005 e até em 2013. Dessas, 38 foram construídas e se encontram em operação. Considerando a potência instalada no Brasil, de aproximadamente 160GW, essas termoeletricas correspondem 2% da capacidade instalada nacional.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>Capacidade, MW</p>  <table border="1"> <caption>Capacidade, MW</caption> <thead> <tr> <th>Etapa</th> <th>Capacidade (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Leilão</td> <td>9.000</td> </tr> <tr> <td>Operação</td> <td>3.900</td> </tr> </tbody> </table> </div> <div style="text-align: center;"> <p>Garantia Física, MWm</p>  <table border="1"> <caption>Garantia Física, MWm</caption> <thead> <tr> <th>Etapa</th> <th>Garantia Física (MWm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Leilão</td> <td>5.500</td> </tr> <tr> <td>Operação</td> <td>2.450</td> </tr> </tbody> </table> </div> </div> <p style="text-align: center;">Figura 15 – Capacidade e Garantia Física das térmicas de alto CVU</p>	Etapa	Capacidade (MW)	Leilão	9.000	Operação	3.900	Etapa	Garantia Física (MWm)	Leilão	5.500	Operação	2.450		
Etapa	Capacidade (MW)															
Leilão	9.000															
Operação	3.900															
Etapa	Garantia Física (MWm)															
Leilão	5.500															
Operação	2.450															

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																								
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																				
		<p><i>As simulações indicam que as termoelétricas de alto custo variável não serão despachadas por razões energéticas nos próximos anos. Como essas termoelétricas possuem Custos Variáveis superiores a R\$400/MWh, o despacho esperado para essas usinas nos próximos anos é inferior a 1%, conforme Figura 16.</i></p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>Probabilidade de Ocorrência dos Custos Marginais de Operação da Região Nordeste, %</p>  <table border="1"> <caption>Probabilidade de Ocorrência dos Custos Marginais de Operação da Região Nordeste, %</caption> <thead> <tr> <th>Intervalo</th> <th>Probabilidade (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>[0;100[</td> <td>93,51%</td> </tr> <tr> <td>[100;200[</td> <td>5,73%</td> </tr> <tr> <td>[200;300[</td> <td>0,57%</td> </tr> <tr> <td>[300; [</td> <td>0,19%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <div style="text-align: center;"> <p>Probabilidade de Ocorrência dos Custos Marginais de Operação da Região Sudeste, %</p>  <table border="1"> <caption>Probabilidade de Ocorrência dos Custos Marginais de Operação da Região Sudeste, %</caption> <thead> <tr> <th>Intervalo</th> <th>Probabilidade (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>[0;100[</td> <td>93,07%</td> </tr> <tr> <td>[100;200[</td> <td>6,09%</td> </tr> <tr> <td>[200;300[</td> <td>0,65%</td> </tr> <tr> <td>[300; [</td> <td>0,19%</td> </tr> </tbody> </table> </div> </div> <p style="text-align: center;"><i>Figura 16 – Probabilidade de ocorrência de CMOs acima de R\$ 400/MWh</i></p>	Intervalo	Probabilidade (%)	[0;100[93,51%	[100;200[5,73%	[200;300[0,57%	[300; [0,19%	Intervalo	Probabilidade (%)	[0;100[93,07%	[100;200[6,09%	[200;300[0,65%	[300; [0,19%		
Intervalo	Probabilidade (%)																							
[0;100[93,51%																							
[100;200[5,73%																							
[200;300[0,57%																							
[300; [0,19%																							
Intervalo	Probabilidade (%)																							
[0;100[93,07%																							
[100;200[6,09%																							
[200;300[0,65%																							
[300; [0,19%																							

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																												
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																								
		 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Vigência dos Contratos</th> <th>Número de Usinas</th> <th>Capacidade MW</th> <th>Garantia Física MWm</th> <th>Receita Fixa R\$ milhões/ano</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Até 2027</td> <td>2</td> <td>377</td> <td>211</td> <td>R\$ 274.000</td> </tr> <tr> <td>Até 2026</td> <td>1</td> <td>350</td> <td>265</td> <td>R\$ 280.000</td> </tr> <tr> <td>Até 2025</td> <td>2</td> <td>206</td> <td>90</td> <td>R\$ 69.000</td> </tr> <tr> <td>Até 2024</td> <td>10</td> <td>1.516</td> <td>1.110</td> <td>R\$ 1.230.000</td> </tr> <tr> <td>Até 2023</td> <td>11</td> <td>1.261</td> <td>666</td> <td>R\$ 905.000</td> </tr> <tr> <td>Até 2022</td> <td>12</td> <td>192</td> <td>107</td> <td>R\$ 67.000</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>38</td> <td>3.901</td> <td>2.447</td> <td>R\$ 2,8 bilhões</td> </tr> </tbody> </table>	Vigência dos Contratos	Número de Usinas	Capacidade MW	Garantia Física MWm	Receita Fixa R\$ milhões/ano	Até 2027	2	377	211	R\$ 274.000	Até 2026	1	350	265	R\$ 280.000	Até 2025	2	206	90	R\$ 69.000	Até 2024	10	1.516	1.110	R\$ 1.230.000	Até 2023	11	1.261	666	R\$ 905.000	Até 2022	12	192	107	R\$ 67.000	Total	38	3.901	2.447	R\$ 2,8 bilhões		
Vigência dos Contratos	Número de Usinas	Capacidade MW	Garantia Física MWm	Receita Fixa R\$ milhões/ano																																								
Até 2027	2	377	211	R\$ 274.000																																								
Até 2026	1	350	265	R\$ 280.000																																								
Até 2025	2	206	90	R\$ 69.000																																								
Até 2024	10	1.516	1.110	R\$ 1.230.000																																								
Até 2023	11	1.261	666	R\$ 905.000																																								
Até 2022	12	192	107	R\$ 67.000																																								
Total	38	3.901	2.447	R\$ 2,8 bilhões																																								
		<p><i>Figura 17 – Números relacionados às térmicas de alto CVU</i></p> <p><i>O Modelo de Descontratação das térmicas de alto CVU deve ser simples e desenhado para atrair as termoeletricas e promover concorrência em prol da modicidade. O modelo de Leilão proposto pela EDP é apresentado na Figura 18.</i></p>																																										

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		 <p>UTEs com CVU > R\$ 400/MWh</p> <p>Receita Fixa R\$ 2,8 bi / ano de Receita Fixa</p> <p>Compra contrato a PLD</p> <p>Vende contrato a PLD</p> <p>2.400 MWm em contratos</p> <p>Leilão em Junho</p> <p>1 de julho</p> <p>Descontração das usinas a partir de julho</p> <p>Proposta:</p> <ol style="list-style-type: none"> I Leilão em que os geradores oferecem um desconto para receber a Receita Fixa agora e encerrar antecipadamente os CCEARs. II Maiores descontos vencem o Leilão. III Conta covid faz o pagamento à vista. IV Consumidores pagam o empréstimo com os recursos que pagariam de Receita Fixa, exceto pelos descontos. V Consumidores observam redução tarifária de ~0,5% devido ao desconto dos geradores. <p><input type="checkbox"/> Como benefício adicional, somente agentes que desistam de ações judiciais podem participar do Leilão.</p> <p><input type="checkbox"/> A sobrecontratação das distribuidoras, em conjunto, é praticamente eliminada de 2020 em diante.</p> <p><input type="checkbox"/> Em 2020, haverá R\$ 1,4 bilhão de benefício de caixa para as distribuidoras, e o pagamento do empréstimo começa em 2021.</p> <p><i>Figura 18 – Proposta EDP para Leilão de Descontração de térmicas de alto CVU</i></p> <p><i>O encerramento antecipado dos contratos com as termoeletricas reduz o nível de sobrecontratação e o custo associado ao excesso de contratos, conforme a Figura 19.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>Sobrecontratação 2020, %</p>  <p>Sobrecontratação 2020, em milhões de R\$</p>  <p><i>Figura 19 – Proposta EDP: efeitos percentual e financeiro na sobrecontratação</i></p> <p>Como resultados potenciais, destaca-se:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O nível de contratação com a Proposta praticamente retorna aos níveis pré-Covid. • O custo com a sobrecontratação reduz-se em R\$ 1,8 bilhão apresentando-se, ainda assim, acima do valor Pré-Covid. • Há ainda o benefício de caixa de R\$ 1,4 bilhão pelo não pagamento das termoelétricas que tiveram seus contratos encerrados. <p>Quando analisada por distribuidora, a diversidade nos níveis de contratação sugere a realização de um MCSD logo após o Leilão, conforme disposto na Figura 20.</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS										
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa						
		<p style="text-align: center;">Distribuidoras Acima de 105%</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Pré-COVID</th> <th>Pós-COVID</th> <th>Proposta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12</td> <td>24</td> <td>17</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Nível de Contratação - %</p> <p style="text-align: center;">Porte da Distribuidora - MWh</p> <p>Figura 20 – Proposta EDP: avaliação de reposicionamento contratual das distribuidoras pós-descontratação de térmicas de alto CVU</p> <p><i>Importante mencionar que a antecipação de receita obtida com a realização deste leilão de descontratação poderia ser revertida na modernização das próprias usinas, tornando-as mais competitivas a serem recontratadas em leilões futuros.</i></p> <p><i>Etapa posterior à descontratação das térmicas de alto CVU, consiste na realização de um Leilão de Capacidade para contratar novos empreendimentos para prover confiabilidade do sistema (com custos partilhados entre ACR e ACL), com tempo hábil para que eventualmente parte das térmicas de alto CVU descontratadas possam realizar retrofit e participarem da competição por capacidade.</i></p>	Pré-COVID	Pós-COVID	Proposta	12	24	17		
Pré-COVID	Pós-COVID	Proposta								
12	24	17								

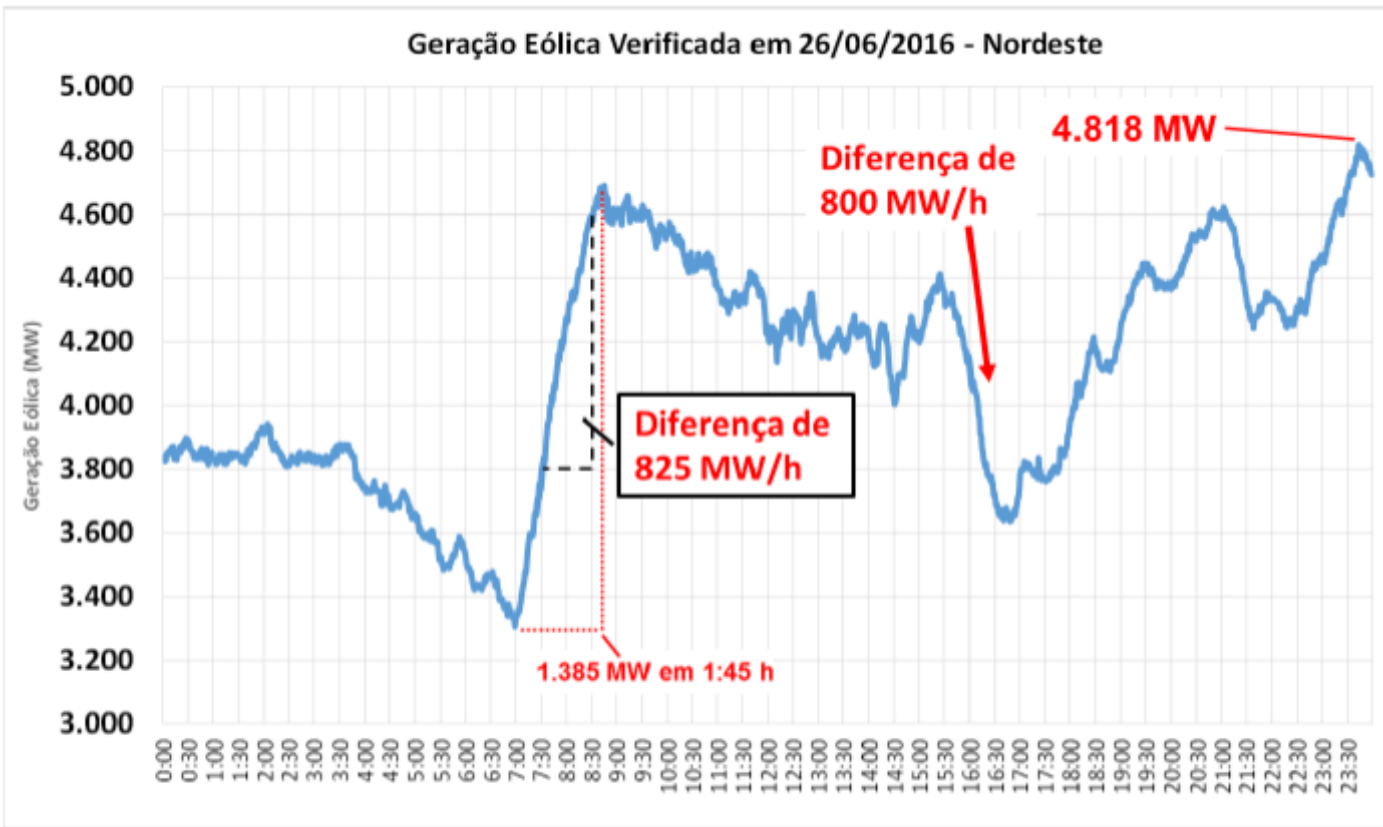
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Considerando a mudança do perfil da matriz, o excesso de oferta e a racionalidade do custeio de benefícios sistêmicos, a EDP propõe: - Descontratação de térmicas de alto CVU, através de leilão de participação facultativa, antecipando a Receita Fixa aos geradores que aderirem. Dessa forma, o Leilão de Descontratação induzirá a modicidade tarifária, o reposicionamento do portfólio do mercado cativo e permitirá que os geradores tenham a opção, de forma antecipada, iniciar as obras de retrofit para eventual participação em outros leilões. - De forma complementar ao Leilão de Descontratação de térmicas de alto CVU, promover Leilão de Capacidade (ou mecanismo de finalidade similar), com objetivo de contratar fontes para prestação de confiabilidade ao sistema (segurança elétrica e energética, serviços ancilares, atendimento de intermitência), com custos partilhados entre os ambientes livre e cativo.</i></p> <p>2.4. Importância das térmicas de CVU competitivo para o sistema <i>Conforme o PDE 2029, a geração complementar para o atendimento à demanda máxima é realizada pelo parque térmico existente e já contratado, composto em quase sua totalidade por usinas que não possuem características específicas para o atendimento à ponta. Isso exige medidas operativas que certamente elevam o custo de operação. Ao longo dos anos, uma parcela desse atendimento passará a ser feita pelas fontes indicadas no PDE com características específicas para o atendimento a demanda de ponta.</i></p>		

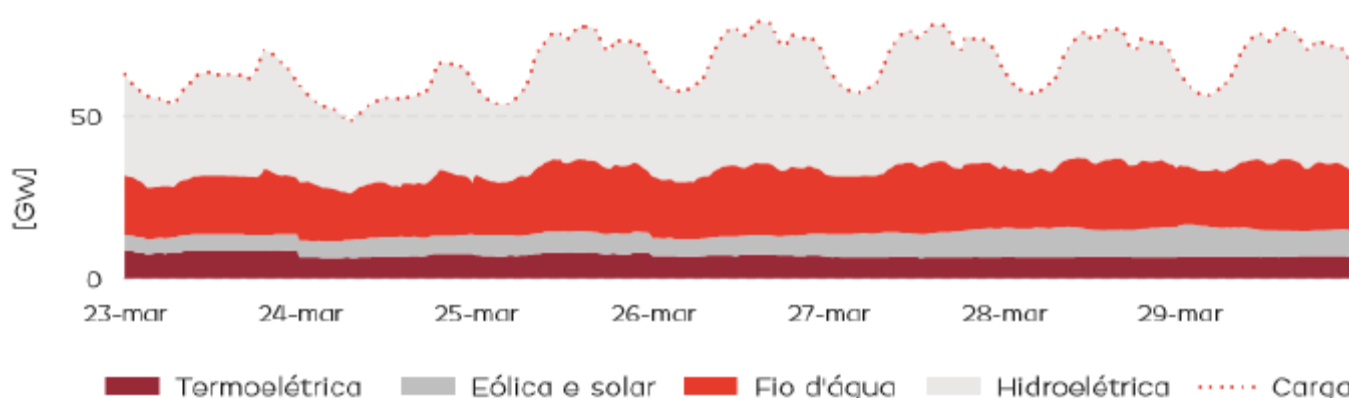
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																																																																			
#	Entidade	Texto									Aproveitamento	Justificativa																																																																																							
		<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Fontes</th> <th colspan="10">Acréscimo anual (MW)</th> </tr> <tr> <th>2020</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> <th>2029</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Biomassa + Biogás</td> <td>231</td> <td>147</td> <td>50</td> <td>115</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Eólica</td> <td>353</td> <td>107</td> <td>264</td> <td>1.521</td> <td>1.212</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Hidráulica</td> <td>611</td> <td>36</td> <td>0</td> <td>204</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>PCH+CGH</td> <td>225</td> <td>177</td> <td>111</td> <td>10</td> <td>38</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Fotovoltaica</td> <td>298</td> <td>557</td> <td>585</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Térmica</td> <td>1.802</td> <td>1.305</td> <td>0</td> <td>2.238</td> <td>363</td> <td>0</td> <td>1.405</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>									Fontes	Acréscimo anual (MW)										2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Biomassa + Biogás	231	147	50	115	0	0	0	0	0	0	Eólica	353	107	264	1.521	1.212	0	0	0	0	0	Hidráulica	611	36	0	204	0	0	0	0	0	0	PCH+CGH	225	177	111	10	38	0	0	0	0	0	Fotovoltaica	298	557	585	0	0	0	0	0	0	0	Térmica	1.802	1.305	0	2.238	363	0	1.405	0	0	0		
Fontes	Acréscimo anual (MW)																																																																																																		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029																																																																																									
Biomassa + Biogás	231	147	50	115	0	0	0	0	0	0																																																																																									
Eólica	353	107	264	1.521	1.212	0	0	0	0	0																																																																																									
Hidráulica	611	36	0	204	0	0	0	0	0	0																																																																																									
PCH+CGH	225	177	111	10	38	0	0	0	0	0																																																																																									
Fotovoltaica	298	557	585	0	0	0	0	0	0	0																																																																																									
Térmica	1.802	1.305	0	2.238	363	0	1.405	0	0	0																																																																																									
		<p><i>Figura 21 – Expansão contratada em leilões até 2019 e com início de operação entre 2020 e 2029 (fonte: PDE 2029)</i></p>																																																																																																	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																																																				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento		Justificativa																																																																															
		<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Fato Motivador</th> <th colspan="10">Retirada anual (MW)</th> </tr> <tr> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> <th>2029</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Término do CCEAR (UTE GN)</td> <td>0</td> <td>554</td> <td>0</td> <td>736</td> <td>1.475</td> <td>1.133</td> <td>500</td> <td>178</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Término do CCEAR (UTE OD/OC)</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>191</td> <td>983</td> <td>1.484</td> <td>207</td> <td>381</td> <td>201</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Fim dos subsídios da CDE (UTE Carvão)</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>1.227</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Fim dos subsídios do PPT (UTE GN)</td> <td>249</td> <td>313</td> <td>120</td> <td>1.687</td> <td>572</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Fim da Vida Útil</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>1.278</td> <td>640</td> <td>869</td> <td>534</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>249</td> <td>867</td> <td>311</td> <td>4.684</td> <td>4.171</td> <td>2.209</td> <td>1.415</td> <td>1.606</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Figura 22 – Retirada anual de térmicas entre 2020 e 2029 (fonte: PDE 2029)</i></p> <p><i>Em relação à indicação necessária futura, a fonte eólica se mostra o recurso com maior participação da matriz para o atendimento à demanda de energia mensal. Desta forma, o PDE indica uma expansão acumulada das fontes intermitentes no montante de 21 GW de eólicas e 7 GW de fotovoltaicas, indicando por fim cerca de 21 GW de geração térmica.</i></p> <p><i>O PDE 2029 discorre sobre o detalhamento locacional da expansão, ou seja, em que regiões do País planeja-se ocorrer os incrementos de geração e transmissão, com alguns pontos de atenção:</i></p>	Fato Motivador	Retirada anual (MW)										2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Término do CCEAR (UTE GN)	0	554	0	736	1.475	1.133	500	178	0	Término do CCEAR (UTE OD/OC)	0	0	191	983	1.484	207	381	201	0	Fim dos subsídios da CDE (UTE Carvão)	0	0	0	0	0	0	0	1.227	0	Fim dos subsídios do PPT (UTE GN)	249	313	120	1.687	572	0	0	0	0	Fim da Vida Útil	0	0	0	1.278	640	869	534	0	0	Total	249	867	311	4.684	4.171	2.209	1.415	1.606	0		
Fato Motivador	Retirada anual (MW)																																																																																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029																																																																											
Término do CCEAR (UTE GN)	0	554	0	736	1.475	1.133	500	178	0																																																																											
Término do CCEAR (UTE OD/OC)	0	0	191	983	1.484	207	381	201	0																																																																											
Fim dos subsídios da CDE (UTE Carvão)	0	0	0	0	0	0	0	1.227	0																																																																											
Fim dos subsídios do PPT (UTE GN)	249	313	120	1.687	572	0	0	0	0																																																																											
Fim da Vida Útil	0	0	0	1.278	640	869	534	0	0																																																																											
Total	249	867	311	4.684	4.171	2.209	1.415	1.606	0																																																																											

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>“ANÁLISE ESPACIAL DA EXPANSÃO</i></p> <p><i>A análise espacial da expansão de energia no horizonte decenal apresenta o conjunto dos projetos planejados permitindo a identificação preliminar de possíveis efeitos cumulativos nas regiões de maior ocorrência dos empreendimentos. Nesse sentido, o mapeamento pode apontar áreas sujeitas a sobrecargas de seus recursos naturais ou à pressão sobre ambientes frágeis, necessitando, desta forma, de atuação mais estratégica para lidar com os novos empreendimentos. Outro aspecto da espacialização dos projetos planejados é a possibilidade de visualização de sinergias da própria expansão, como a complementariedade entre as fontes ou a otimização da expansão da transmissão, que contribui para um planejamento mais eficiente do setor energético brasileiro.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• A expansão hidrelétrica ocorre em todas as regiões brasileiras e é responsável por aumento de aproximadamente 4,6 GW (UHE: 1,9 GW; PCH: 2,7 GW) na oferta de energia elétrica no horizonte decenal. No Norte e Centro-Oeste, onde está o maior potencial remanescente, estão localizadas as UHEs com as maiores potências do decênio (3 UHEs; 1,1 GW), além das PCHs na porção central da região Centro-Oeste. As outras 7 UHEs (0,8 GW) localizam-se no Sul, região que também tem expansão relevante de PCHs. É também observada a expansão de PCHs no Sudeste. A expansão nessas duas regiões tem como vantagem a proximidade aos centros de carga. No Nordeste observa-se expansão de poucas PCHs.</i> <i>• Com relação aos empreendimentos eólicos, está prevista a expansão de 24 GW localizados majoritariamente nas regiões Nordeste e Sul, onde estão os maiores potenciais eólicos do país. Destaca-se que a região Nordeste concentra todos os parques eólicos contratados (3,5 GW) e 80% da expansão indicativa planejada. Já para a região Sul está previsto 20% da potência da expansão indicativa.</i> <i>• As usinas fotovoltaicas planejadas ocorrem no Nordeste (principalmente no semiárido) e no Sudeste, em áreas de elevada incidência de irradiação solar, com expansão aproximada de 8,5 GW. Cerca de 1,5 GW corresponde à expansão contratada sendo a maior parte localizada na região Nordeste.</i> <i>• As termelétricas a gás natural, diesel, nuclear e carvão devem aumentar a oferta de energia elétrica em 28,1 GW no horizonte decenal. Na expansão contratada, está previsto acréscimo de 7,1 GW de</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>potência no sistema a partir de nove novas UTEs, sendo seis UTEs a gás natural, duas a diesel e uma nuclear. As unidades contratadas estão localizadas predominantemente na região costeira, próximas aos centros de carga, da fonte de combustível ou da malha de gasoduto. Na expansão indicativa está prevista a entrada de 21 GW, com predomínio de UTE a gás natural, sendo 14,9 GW no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 5,2 GW no subsistema Sul e 0,9 GW no Nordeste.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Para as usinas termelétricas a biomassa estima-se a instalação de 2,4 GW no próximo decênio. Desses, 584 MW já estão contratados, sendo 398 MW de usinas a bagaço de cana. Os projetos contratados localizam-se predominantemente no Sudeste e Centro-Oeste. A expansão indicativa também se concentra no Sudeste e Centro-Oeste com predominância de usinas a bagaço de cana (1.050 MW), seguida por usinas a cavaco de madeira (600 MW) e biogás (210 MW). Ressalta-se que há projetos contratados isolados no Sul, Nordeste e Norte.</i> <i>• A expansão da transmissão para os próximos 10 anos prevê a implantação de 48.998 km, ou seja, um aumento de 33% na extensão do sistema. Observa-se que parte significativa da expansão ocorre nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste, com grandes troncos de interligação que aumentam a capacidade de intercâmbio elétrico entre os subsistemas e interligam regiões isoladas do SIN, como o estado de Roraima e a região oeste do Acre. Além disso, essas LTs visam escoar a geração das UHEs Belo Monte e Bem Querer, no Norte, e das usinas eólicas, fotovoltaicas e térmicas, no Nordeste e no Sudeste. Nota-se também grande expansão na região Sul, com troncos de LTs interligando os estados da região e permitindo escoamento de geração do parque eólico existente e das UHEs e PCHs planejadas. A ampliação da rede ocorre também para atendimento ao aumento da demanda por energia elétrica, em especial nas capitais, havendo neste caso, expansão em todas as regiões brasileiras.”</i> <p><i>O incremento da participação de energias de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, aliado ao aumento da geração distribuída e à minimização do custo de tecnologias de armazenamento, no curto prazo, tornará ainda mais complexa a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Conforme observado na Figura 23, a</i></p>		

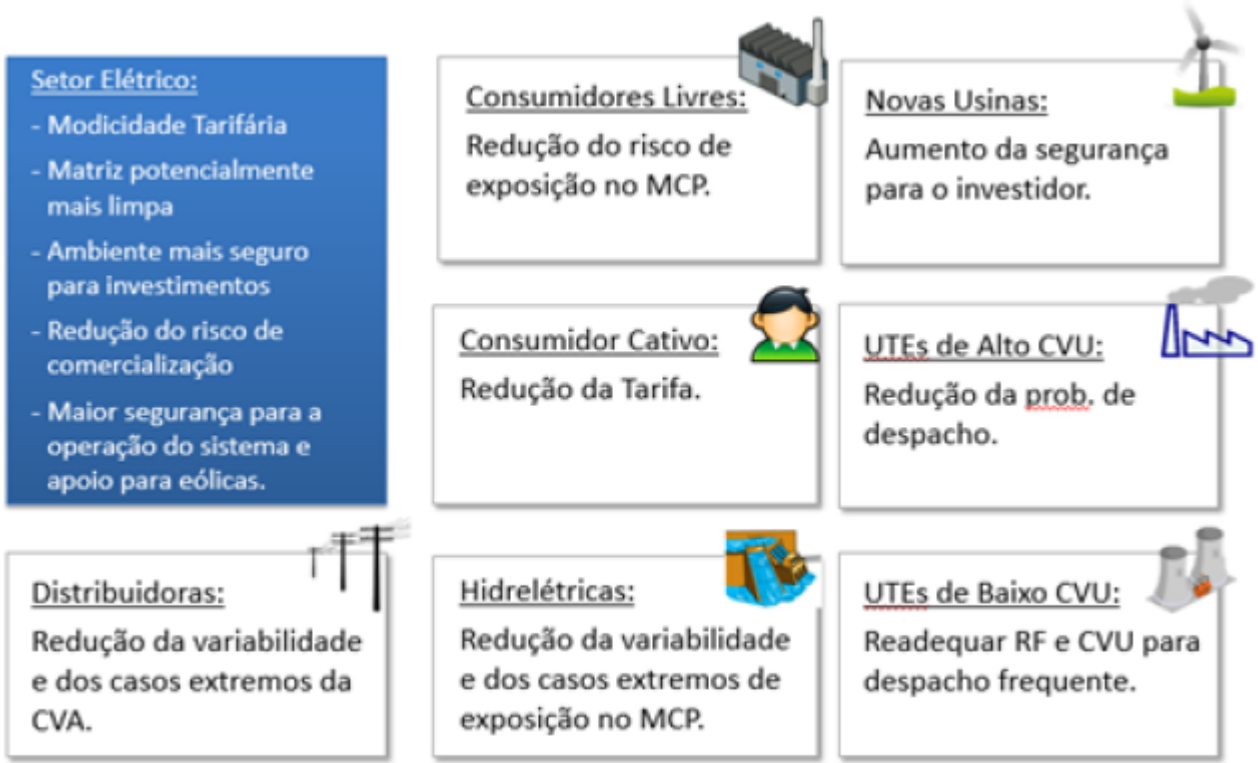
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>geração eólica no Nordeste pode apresentar várias oscilações ao longo de um dia: atingiu um mínimo de 3.300 MW às 7h e, antes das 9h, já ultrapassava 4.600 MW, atingindo um máximo de 4.818 MW às 23h30.</i></p>  <p><i>Figura 23 – Variabilidade da geração eólica ao longo de um dia</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>Uma das formas que o ONS pode (e tem feito para) tratar esse desafio operativo é utilizar as usinas hidrelétricas como reserva de potência, dada sua característica de relativa facilidade na tomada de carga, como se pode notar na figura a seguir, que mostra o Balanço energético para o SIN na 4ª semana operativa de março.</p>  <p style="text-align: center;"> ■ Termoeletrica ■ Eólica e solar ■ Fio d'água ■ Hidroelétrica ⋯ Carga </p> <p style="text-align: center;">Figura 24 – Balanço energético para o SIN – 4ª semana operativa de março/2019</p> <p>É possível notar que: (i) a geração termoeletrica é quase constante durante toda a semana, em média gerando 7 GW; (ii) existem rampas decorrentes de variações bruscas e em poucas horas da geração renovável; (iii) a modulação da carga líquida é feita pelas hidroelétricas, com importante participação daquelas usinas até então declaradas como fio d'água.</p> <p>No entanto, a solução não tem sido suficiente, pois o sistema brasileiro vem enfrentando – especialmente na última década – crescentes problemas no atendimento da ponta de carga e da intermitência das fontes renováveis. Há demanda por incremento da participação de outras fontes com características de flexibilidade de potência, pois esse tipo de situação tem teor locacional (ou seja, em que ponto do sistema se localizam as</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS												
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa								
		<p>fontes de rápida tomada de carga) e esse tipo de serviço concorre com a opção de geração hidráulica na base, por seu baixo custo.</p> <p>Para piorar o cenário, a década tem sido marcada por substancial piora nas condições hidrológicas, o que compromete a disponibilidade das fontes hídricas para atendimento energético e elétrico. De fato, os reservatórios brasileiros têm cada vez menor capacidade de armazenamento para prover a regularização da capacidade de geração frente à carga total do sistema, conforme observado na Figura 25.</p> <div data-bbox="667 667 1400 1165" data-label="Figure"> <table border="1"> <caption>Data for Figura 25</caption> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Capacidade em meses</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2001</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>2022</td> <td>3</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Figura 25 – Capacidade em meses de armazenamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas do SIN</i></p> <p>Em suas contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 “Reforma do Setor”, a EDP ressaltou que, desde 2005, os Leilões de Energia Nova resultaram na construção de mais de 12 GW de capacidade instalada de usinas termoeletricas no Sistema Interligado Nacional. Os referidos Leilões também foram responsáveis pela viabilização de um volume expressivo de usinas hidroelétricas, majoritariamente de usinas a fio d’água (82%),</p>	Ano	Capacidade em meses	2001	6	2013	4	2022	3		
Ano	Capacidade em meses											
2001	6											
2013	4											
2022	3											

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>que embora produzam muita energia no período chuvoso de seus rios, demandam energia complementar despachável nos períodos de seca.</i></p> <p><i>Em linha, a visão do Planejamento da Operação e da Expansão contidos no PEN (Plano da Operação Energética) e PDE apontam para uma expansão baseada em usinas com baixa ou nenhuma regularização, oferta hidroelétrica com sazonalidade acentuada (sobretudo sistema Norte) e sinalização de despacho térmico acima da inflexibilidade para atender a ponta de carga.</i></p> <p><i>Em condições ideais de operação, o papel de atender as características das fontes renováveis (intermitência e variabilidade) e energéticas do sistema (prover grandes volumes de energia com baixo custo) poderia também ficar a cargo das usinas termoelétricas (especialmente gás natural), situação em que a precificação horária que se avizinha poderia também demonstrar a realidade dos custos de tal geração e as vantagens competitivas desse tipo de fonte.</i></p> <p><i>Entretanto, para dificultar ainda mais a operação, o parque termoelétrico brasileiro não foi dimensionado para ser flexível e tampouco possui custos de operação reduzidos para garantir a geração com os reservatórios cheios. Restam, assim, poucas alternativas de despacho flexível para atender às oscilações horárias ou mesmo às variações sazonais.</i></p> <p><i>Diante do exposto, resta clara a importância de descontratar as térmicas de custo elevado do sistema e expandir a participação das termelétricas de baixo custo de despacho no planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, considerando a importância de seus atributos para atender os diversos desafios que se apresentam na realidade operativa.</i></p> <p><i>A criação de mecanismo de descontratação de contratos por disponibilidade com alto Custo Variável Unitário permite que os geradores se manifestem pela descontratação, atribuindo ao Ministério, mediante cálculo da EPE, a definição do volume máximo a ser descontratado, em vista da segurança de abastecimento, seguindo sempre a ordem de preferência dos contratos mais caros.</i></p> <p><i>A descontratação dos CCEARs por disponibilidade pode ter o efeito de reduzir os preços médios dos contratos, bem como permitir o descomissionamento de usinas caras, mas deve-se respeitar a segurança do abastecimento.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>O tema pode ser positivo às distribuidoras e às geradoras térmicas de CVU elevado, significa uma liberação da imutabilidade dos CCEARs e encontra relação com o princípio da autonomia.</i></p> <p><i>É importante ressaltar que, desde 2005, os Leilões de Energia Nova resultaram na construção e instalação de mais de 12 GW de capacidade instalada de usinas termoeletricas no Sistema Interligado Nacional:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• 45% referem-se a usinas de baixo Custo Variável Unitário – CVU (inferior a R\$200/MWh);</i> <i>• 27% referem-se a usinas de CVU moderado (entre R\$200/MWh e R\$500/MWh);</i> <i>• 28% referem-se a usinas de CVU elevado (superior a R\$500/MWh).</i> <p><i>Os Leilões de Energia Nova foram também responsáveis pela viabilização de um volume expressivo de usinas hidroelétricas, majoritariamente de usinas a fio d'água (82%), que produzem muita energia no período chuvoso de seus rios, mas que demandam energia complementar despachável nos períodos de seca.</i></p> <p><i>O despacho intenso das termoeletricas observado a partir de 2012 deve ser entendido como uma condição estrutural nova do Sistema Elétrico Brasileiro e que deve permanecer com grande recorrência, sobretudo para as usinas termoeletricas de baixo custo de operação, ou usinas termoeletricas de base.</i></p> <p><i>Conforme já mencionado, atualmente a expansão da oferta está fortemente alicerçada por fontes intermitentes (plantas eólicas) e por centrais hidroelétricas sem capacidade de regularização (usinas a fio d'água). Assim, em situações de adversidade hidrológica relativamente modesta já se tem que recorrer ao despacho intenso do parque termoeletrico.</i></p> <p><i>O aumento de custo das termoeletricas impacta todos os agentes do mercado, como é o caso das distribuidoras que visualizam um aumento expressivo do custo dos contratos por disponibilidade, ou dos demais agentes expostos no mercado de curto prazo que devem arcar com um valor elevado de PLD.</i></p> <p><i>Ademais, na Figura 26, avalia-se qualitativamente o impacto das termoeletricas de baixo CVU nos diversos agentes do setor.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		 <p>Setor Elétrico:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Modicidade Tarifária - Matriz potencialmente mais limpa - Ambiente mais seguro para investimentos - Redução do risco de comercialização - Maior segurança para a operação do sistema e apoio para eólicas. <p>Consumidores Livres: Redução do risco de exposição no MCP.</p> <p>Novas Usinas: Aumento da segurança para o investidor.</p> <p>Consumidor Cativo: Redução da Tarifa.</p> <p>UTEs de Alto CVU: Redução da prob. de despacho.</p> <p>Distribuidoras: Redução da variabilidade e dos casos extremos da CVA.</p> <p>Hidrelétricas: Redução da variabilidade e dos casos extremos de exposição no MCP.</p> <p>UTEs de Baixo CVU: Readequar RF e CVU para despacho frequente.</p>		
		<p><i>Figura 26 – Resumo dos impactos nos agentes</i></p> <p>Na Audiência Pública ANEEL nº 29/2019, a Nota Técnica nº 15/2019-SEL/ANEEL apresentou quadro do Leilão A-6/2019 com cadastramento na EPE de 1.829 projetos, totalizando 100.874 MW de potência instalada, conforme Figura 27.</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																		
#	Entidade	Texto		Aproveitamento	Justificativa																													
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fonte</th> <th>Projetos</th> <th>Oferta (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Eólica</td> <td>845</td> <td>25.158</td> </tr> <tr> <td>Fotovoltaica</td> <td>825</td> <td>29.780</td> </tr> <tr> <td>UHE</td> <td>5</td> <td>213</td> </tr> <tr> <td>PCH</td> <td>59</td> <td>939</td> </tr> <tr> <td>CGH</td> <td>14</td> <td>39</td> </tr> <tr> <td>Termelétrica a Biomassa</td> <td>25</td> <td>1.360</td> </tr> <tr> <td>Termelétrica a carvão</td> <td>4</td> <td>1.667</td> </tr> <tr> <td>Termelétrica a Gás Natural</td> <td>52</td> <td>41.718</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>1.829</td> <td>100.874</td> </tr> </tbody> </table>	Fonte	Projetos	Oferta (MW)	Eólica	845	25.158	Fotovoltaica	825	29.780	UHE	5	213	PCH	59	939	CGH	14	39	Termelétrica a Biomassa	25	1.360	Termelétrica a carvão	4	1.667	Termelétrica a Gás Natural	52	41.718	Total	1.829	100.874		
Fonte	Projetos	Oferta (MW)																																
Eólica	845	25.158																																
Fotovoltaica	825	29.780																																
UHE	5	213																																
PCH	59	939																																
CGH	14	39																																
Termelétrica a Biomassa	25	1.360																																
Termelétrica a carvão	4	1.667																																
Termelétrica a Gás Natural	52	41.718																																
Total	1.829	100.874																																
		<p><i>Figura 27 – Resumo dos Empreendimentos Cadastrados no Leilão A-6 2019</i></p> <p><i>Nota-se a grande presença das fontes Eólica e Fotovoltaica no cadastramento, demonstrando a competitividade dessas fontes e, seguindo sua implantação, o desafio operativo que se segue. Notável também o registro e presença de volume expressivo de Térmicas a Gás Natural, fonte com potencial de crescimento com os recentes aprimoramentos do Novo Mercado de Gás, tornando-se alternativa importante na implantação de usinas de baixo CVU.</i></p> <p><i>A EDP defende a expansão da oferta no sistema por meio de um regime de Térmicas de Baixo CVU, garantindo a segurança energética. Deve-se aproveitar a oportunidade de inserção desses empreendimentos no sistema por meio da substituição das térmicas de alto custo variável.</i></p> <p><i>A EDP apoia a promoção da competitividade de térmicas de baixo CVU para viabilizar a descontração de térmicas de custo elevado do sistema, a segurança energética, a redução da volatilidade da formação de preços e a consequente mitigação dos riscos para ambos os ambientes de contratação (livre e cativo). No entanto, o modelo de Leilão para viabilização deve ser cuidadosamente avaliado em uma mudança de paradigma no Setor Elétrico Brasileiro, especialmente para o segmento de distribuição. Por isso, a EDP</i></p>																																

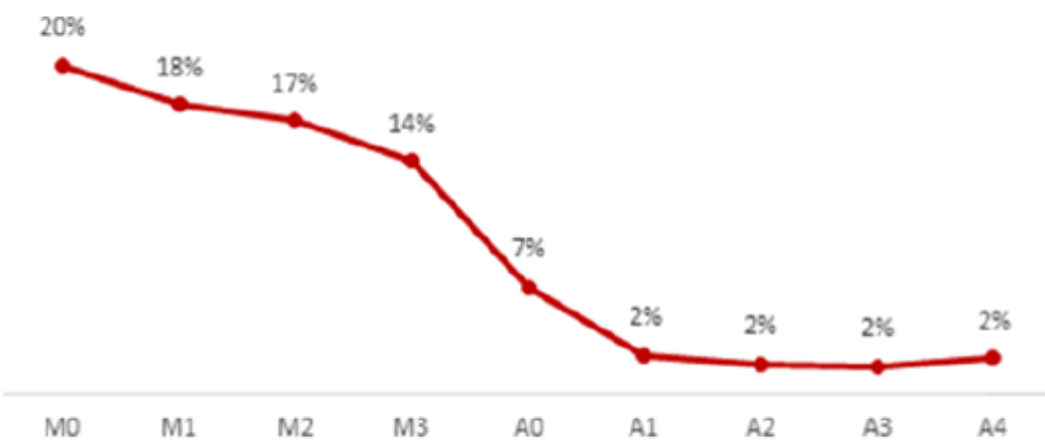
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>defende a viabilização de Leilão de Capacidade, de forma a viabilizar a contratação de fontes e produtos necessários ao sistema, como prover confiabilidade, serviços ancilares e atendimento de ponta.</i></p> <p><i>3. Como aprimorar o que já temos e dar maior flexibilidade para 2020</i></p> <p><i>3.1. Avaliação sobre os mecanismos propostos pela ANEEL</i> <i>Conforme já antecipado na construção do racional até aqui, o setor elétrico chegou em um ponto de inflexão. Com o crescente movimento de migração ao ACL e as recentes sinalizações de abertura de mercado, as distribuidoras necessitam cada vez mais de flexibilização das ferramentas de gestão contratual. A NT 64/20 avalia os mecanismos de gestão de portfólio das distribuidoras disponíveis existentes para a janela 2020-2021:</i></p> <p><i>“110. Nos termos da Resolução Normativa 824/2018, que regulamentou o MVE, o limite para venda de energia das distribuidoras no mecanismo é de 15% da demanda medida no ano anterior. Esse limite, no entanto, foi majorado para 30% por meio do Despacho nº 936, de 7/4/2020, para todas as distribuidoras nos processamentos do MVE referentes a 2020.</i></p> <p><i>111. A Figura 2 apresenta resumo dos mecanismos de gestão da cobertura contratual das distribuidoras, os efeitos da eventual flexibilização e a avaliação desses efeitos.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																										
#	Entidade	Texto					Aproveitamento	Justificativa																																		
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Mecanismo</th> <th>Critério atual</th> <th>Flexibilização</th> <th>Efeitos</th> <th>Avaliação</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MCSDEN A-0 (Jul >> Dez, Out >> Dez)</td> <td>Gerador não reduz</td> <td>Gerador reduziria</td> <td>Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE</td> <td>Baixa efetividade (previsão de PLD mínimo, baixa demanda no ACL, seleção adversa)</td> <td rowspan="3">Curto Prazo (2020)</td> </tr> <tr> <td>Negociação bilateral (REN 711)</td> <td>Reduz geradores sem operação comercial</td> <td>Reduzir geradores em op. comercial</td> <td>Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE</td> <td>Baixa efetividade (previsão de PLD mínimo, baixa demanda no ACL, seleção adversa)</td> </tr> <tr> <td>MVE (Jul >> Set, Jul >> Dez, Out >> Dez)</td> <td>Distribuidora oferta energia (até 30%)</td> <td>-</td> <td>Possível ganho para distribuidoras e consumidores</td> <td>Efetividade limitada (baixa demanda no ACL)</td> </tr> <tr> <td>MCSDEN A-1 (todos os produtos)</td> <td>Reduz geradores sem operação comercial</td> <td>Reduziria geradores em op. comercial</td> <td>Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE</td> <td>Seleção adversa, incentivos de geradores e consumidores cativos não são alinhados</td> <td rowspan="3">Médio Prazo (2021)</td> </tr> <tr> <td>Negociação bilateral (REN 711)</td> <td>Reduz geradores sem operação comercial</td> <td>Reduziria geradores em op. comercial</td> <td>Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE</td> <td>Seleção adversa, incentivos de geradores e consumidores cativos não são alinhados</td> </tr> <tr> <td>MVE (todos os produtos)</td> <td>Distribuidora oferta energia (até 15%)</td> <td>Aumentar a possibilidade de oferta</td> <td>Possível ganho para distribuidoras e consumidores</td> <td>Efetividade depende da recuperação da demanda no ACL</td> </tr> </tbody> </table>	Mecanismo	Critério atual	Flexibilização	Efeitos	Avaliação		MCSDEN A-0 (Jul >> Dez, Out >> Dez)	Gerador não reduz	Gerador reduziria	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Baixa efetividade (previsão de PLD mínimo, baixa demanda no ACL, seleção adversa)	Curto Prazo (2020)	Negociação bilateral (REN 711)	Reduz geradores sem operação comercial	Reduzir geradores em op. comercial	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Baixa efetividade (previsão de PLD mínimo, baixa demanda no ACL, seleção adversa)	MVE (Jul >> Set, Jul >> Dez, Out >> Dez)	Distribuidora oferta energia (até 30%)	-	Possível ganho para distribuidoras e consumidores	Efetividade limitada (baixa demanda no ACL)	MCSDEN A-1 (todos os produtos)	Reduz geradores sem operação comercial	Reduziria geradores em op. comercial	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Seleção adversa, incentivos de geradores e consumidores cativos não são alinhados	Médio Prazo (2021)	Negociação bilateral (REN 711)	Reduz geradores sem operação comercial	Reduziria geradores em op. comercial	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Seleção adversa, incentivos de geradores e consumidores cativos não são alinhados	MVE (todos os produtos)	Distribuidora oferta energia (até 15%)	Aumentar a possibilidade de oferta	Possível ganho para distribuidoras e consumidores	Efetividade depende da recuperação da demanda no ACL		
Mecanismo	Critério atual	Flexibilização	Efeitos	Avaliação																																						
MCSDEN A-0 (Jul >> Dez, Out >> Dez)	Gerador não reduz	Gerador reduziria	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Baixa efetividade (previsão de PLD mínimo, baixa demanda no ACL, seleção adversa)	Curto Prazo (2020)																																					
Negociação bilateral (REN 711)	Reduz geradores sem operação comercial	Reduzir geradores em op. comercial	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Baixa efetividade (previsão de PLD mínimo, baixa demanda no ACL, seleção adversa)																																						
MVE (Jul >> Set, Jul >> Dez, Out >> Dez)	Distribuidora oferta energia (até 30%)	-	Possível ganho para distribuidoras e consumidores	Efetividade limitada (baixa demanda no ACL)																																						
MCSDEN A-1 (todos os produtos)	Reduz geradores sem operação comercial	Reduziria geradores em op. comercial	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Seleção adversa, incentivos de geradores e consumidores cativos não são alinhados	Médio Prazo (2021)																																					
Negociação bilateral (REN 711)	Reduz geradores sem operação comercial	Reduziria geradores em op. comercial	Redução do custo fixo das distribuidoras no curto prazo, aumento do PMIX e da CDE	Seleção adversa, incentivos de geradores e consumidores cativos não são alinhados																																						
MVE (todos os produtos)	Distribuidora oferta energia (até 15%)	Aumentar a possibilidade de oferta	Possível ganho para distribuidoras e consumidores	Efetividade depende da recuperação da demanda no ACL																																						
		<p>112. Em 24/4/2020 foi realizada a segunda rodada do MVE de 2020, em que foi ofertado o produto 2º trimestre, de abril a junho de 2020. Os valores comercializados estão apresentados nas Tabelas Tabela 2 e Tabela 3.</p>																																								

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																												
		<p align="center">Tabela 2: Resultado da 2ª rodada do MVE 2020 (Fonte: CCEE)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Produtos de 3 Meses (abr a jun – 2184 horas)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Nº de Ofertas Recebidas</th> <th>Total Ofertado (MWmed)</th> <th>Nº de Ofertas Atendidas</th> <th>Total Negociado (MWmed)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Venda</td> <td align="center">43</td> <td align="center">2613,1</td> <td align="center">3</td> <td align="center" rowspan="2">219,9</td> </tr> <tr> <td>Compra</td> <td align="center">191</td> <td align="center">1816,9</td> <td align="center">23</td> </tr> </tbody> </table> <p align="center">Tabela 3: Resultado detalhado da 2ª rodada do MVE 2020 (Fonte: CCEE)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo de Energia</th> <th>Modalidade de Preço</th> <th>Submercado</th> <th>Montantes Negociados (MW/m)</th> <th>Preço/Spread de Equilíbrio (R\$/MWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energia Convencional Especial</td> <td>PLD + Spread</td> <td>SUDESTE</td> <td align="center">126</td> <td>PLD + R\$0,00</td> </tr> <tr> <td>Energia Convencional Especial</td> <td>PLD + Spread</td> <td>SUL</td> <td align="center">73,9</td> <td>PLD + R\$0,00</td> </tr> <tr> <td>Energia Convencional</td> <td>PLD + Spread</td> <td>SUDESTE</td> <td align="center">20</td> <td>PLD + R\$0,10</td> </tr> <tr> <td align="center" colspan="3">Total</td> <td align="center">219,9</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p><i>113. Em 28/5/2020 foi realizada rodada extraordinária do MVE de 2020, em que foi ofertado o produto 2º semestre, de julho a dezembro de 2020. Os valores comercializados estão apresentados na Tabela 4.</i></p>	Produtos de 3 Meses (abr a jun – 2184 horas)						Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)	Venda	43	2613,1	3	219,9	Compra	191	1816,9	23	Tipo de Energia	Modalidade de Preço	Submercado	Montantes Negociados (MW/m)	Preço/Spread de Equilíbrio (R\$/MWh)	Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUDESTE	126	PLD + R\$0,00	Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUL	73,9	PLD + R\$0,00	Energia Convencional	PLD + Spread	SUDESTE	20	PLD + R\$0,10	Total			219,9			
Produtos de 3 Meses (abr a jun – 2184 horas)																																																
	Nº de Ofertas Recebidas	Total Ofertado (MWmed)	Nº de Ofertas Atendidas	Total Negociado (MWmed)																																												
Venda	43	2613,1	3	219,9																																												
Compra	191	1816,9	23																																													
Tipo de Energia	Modalidade de Preço	Submercado	Montantes Negociados (MW/m)	Preço/Spread de Equilíbrio (R\$/MWh)																																												
Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUDESTE	126	PLD + R\$0,00																																												
Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUL	73,9	PLD + R\$0,00																																												
Energia Convencional	PLD + Spread	SUDESTE	20	PLD + R\$0,10																																												
Total			219,9																																													

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																			
		<p>Tabela 4: Resultado detalhado da rodada extraordinária do MVE 2020 para o 2º semestre (Fonte: CCEE)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo de Energia</th> <th>Modalidade de Preço</th> <th>Submercado</th> <th>Montantes Negociados (MWm)</th> <th>Preço de Equilíbrio (R\$/MWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energia Convencional Especial</td> <td>PLD + Spread</td> <td>NORDESTE</td> <td>6</td> <td>PLD + R\$1,00</td> </tr> <tr> <td>Energia Convencional Especial</td> <td>PLD + Spread</td> <td>SUDESTE</td> <td>33</td> <td>PLD + R\$2,00</td> </tr> <tr> <td>Energia Convencional Especial</td> <td>PLD + Spread</td> <td>SUL</td> <td>42</td> <td>PLD + R\$0,00</td> </tr> <tr> <td>Energia Convencional</td> <td>PLD + Spread</td> <td>SUDESTE</td> <td>32</td> <td>PLD + R\$0,00</td> </tr> <tr> <td>Energia Convencional</td> <td>PLD + Spread</td> <td>SUL</td> <td>20</td> <td>PLD + R\$0,00</td> </tr> <tr> <td colspan="3">Total</td> <td>133</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p><i>114. Nos próximos meses, em junho e setembro, estão previstas mais rodadas do MVE para oferta dos produtos relativos ao 2º semestre e aos 3º e 4º trimestres de 2020, em que as distribuidoras poderão ofertar a venda de energia até o limite de 30% da carga verificada no ano de 2019.”</i></p> <p><i>Em linhas gerais, as sugestões de diferimento feitas pela Agência só envolvem aspectos financeiros, embora bem-vindas como opção, depende de uma combinação de baixa probabilidade para seu sucesso. Em adição, os novos produtos de MVE, também no sentido de maior flexibilidade e efetivação, <u>não fornecem ferramenta para a janela de 2020. Logo, não fornecem a abrangência necessária sob a ótica conjuntural ou estrutural. É fundamental que as iniciativas que emergirão dessa Consulta permitam também a negociação da energia, contemplando reduções centralizadas ou bilaterais, aumentando o alcance de potenciais agentes e do sucesso da ferramenta no enfrentamento do período de crise.</u></i></p> <p><i>Conforme avaliado pela EDP em detalhes em “4.3.3 Ferramentas para gestão de portfólio das distribuidoras”, todos os mecanismos de gestão de portfólio das distribuidoras atualmente disponíveis já eram insuficientes para diminuição da sobrecontratação no cenário pré-pandemia, e agora a percepção é que serão ineficazes para tratamento contratual nos próximos meses, quando se observa os baixos volumes efetivados nas rodadas de MVE 2020 apresentados na NT 64/20.</i></p>	Tipo de Energia	Modalidade de Preço	Submercado	Montantes Negociados (MWm)	Preço de Equilíbrio (R\$/MWh)	Energia Convencional Especial	PLD + Spread	NORDESTE	6	PLD + R\$1,00	Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUDESTE	33	PLD + R\$2,00	Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUL	42	PLD + R\$0,00	Energia Convencional	PLD + Spread	SUDESTE	32	PLD + R\$0,00	Energia Convencional	PLD + Spread	SUL	20	PLD + R\$0,00	Total			133			
Tipo de Energia	Modalidade de Preço	Submercado	Montantes Negociados (MWm)	Preço de Equilíbrio (R\$/MWh)																																			
Energia Convencional Especial	PLD + Spread	NORDESTE	6	PLD + R\$1,00																																			
Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUDESTE	33	PLD + R\$2,00																																			
Energia Convencional Especial	PLD + Spread	SUL	42	PLD + R\$0,00																																			
Energia Convencional	PLD + Spread	SUDESTE	32	PLD + R\$0,00																																			
Energia Convencional	PLD + Spread	SUL	20	PLD + R\$0,00																																			
Total			133																																				

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																								
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																				
		<p>3.2. Gestão contratual efetiva deve englobar janelas de maior prazo</p> <p><i>As distribuidoras, em tentativa de se desfazerem de posições trazidas por uma série de questões fora de seu controle, se veem obrigadas a buscar mitigar os impactos da sobrecontratação frente a preços de mercado – e suas dinâmicas específicas – através do MVE, único mecanismo restante, necessitando ainda se exporem a uma validação frente ao PLD ex-post um ano depois.</i></p> <p><i>O gráfico a seguir ajuda a avaliar a volatilidade dos preços de mercado ao longo do tempo. Trata-se de variação de preço livre medido na última semana de junho/2020, com base em histórico de 52 semanas da plataforma Dcide, sendo MO o mês corrente e A0 o ano corrente.</i></p> <p style="text-align: center;"><u>Volatilidade semanal preços mercado</u></p>  <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Período</th> <th>Volatilidade (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>M0</td><td>20%</td></tr> <tr><td>M1</td><td>18%</td></tr> <tr><td>M2</td><td>17%</td></tr> <tr><td>M3</td><td>14%</td></tr> <tr><td>A0</td><td>7%</td></tr> <tr><td>A1</td><td>2%</td></tr> <tr><td>A2</td><td>2%</td></tr> <tr><td>A3</td><td>2%</td></tr> <tr><td>A4</td><td>2%</td></tr> </tbody> </table> <p><i>Figura 28 – Volatilidade percentual de preços no mercado livre (fonte: DCIDE)</i></p>	Período	Volatilidade (%)	M0	20%	M1	18%	M2	17%	M3	14%	A0	7%	A1	2%	A2	2%	A3	2%	A4	2%		
Período	Volatilidade (%)																							
M0	20%																							
M1	18%																							
M2	17%																							
M3	14%																							
A0	7%																							
A1	2%																							
A2	2%																							
A3	2%																							
A4	2%																							

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Nota-se que, em quatro tomadas de curvas forward com espaçamento próximo a doze meses entre elas, há uma grande variação nos meses próximos e bem pouca em horizontes mais longos, o que é natural. No entanto, para ambas as partes, pode ser mais atrativo negociar produtos com maior duração, diminuindo a dificuldade da distribuidora no potencial do mercado mensal (influenciada por questões conjunturais – dificuldade também apontada na NT 64/20 – quando sua sobrecontratação estrutural), e aumentando a atratividade para geradores/comercializadores, que possuem as ferramentas e expertise para, dentro de um contrato mais longo, tratar as dinâmicas mensais de forma ágil.</i></p> <p><i>Deve-se pontuar que qualquer mecanismo de desconstrução que permita a negociação da energia no ambiente de contratação livre será impactado pelo sinal de preço do mercado, seja de curto ou de longo prazo. É a partir da reação ao sinal de preço que as decisões econômicas dos agentes, e seus efeitos por toda a cadeia, fomentam a otimização dos recursos e garantem maior eficiência na recuperação e alocação de custos.</i></p> <p><i>A EDP acredita que mecanismos capazes de estimular a eficiência nas decisões empresariais de agentes individuais, tais como a gestão do portfólio por parte das distribuidoras e a opção de venda de geradores em operação comercial, devem ser incentivadas, pois são vetores capazes de contribuir com a modicidade tarifária e a segurança de suprimento.</i></p> <p>3.3. Gestão sobre contratos com Risco Hidrológico Repactuado</p> <p><i>Em relação a gestão dos custos com Risco Hidrológico, alguns mecanismos anteriormente permitiam que os volumes contratados fossem ajustados, tais como as reduções, postergações ou cancelamentos bilaterais (Resolução Normativa nº 711/2016), e o MCSD de Energia Nova (Resolução Normativa nº 693/2015), com a possibilidade de ajustes nos CCEARs com Risco Hidrológico repactuado. Na ocasião, verificou-se que não havia tratamento de forma explícita sobre como deveria ser o procedimento para estes contratos, uma vez que estes chegaram a ser reduzidos e o custo do Risco Hidrológico, até o limite repactuado, permaneceu a cargo do consumidor cativo.</i></p> <p><i>Dado que há mensalmente o pagamento do Prêmio de Risco, ou abatimento deste do Ativo Regulatório, e o recebimento do Deslocamento Hidrológico até o limite do valor repactuado, desde a AP070/2017, a EDP</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>entende que, na construção de mecanismo de gestão da distribuidora que envolva contratos com risco hidrológico repactuado, o Agente Gerador continue a pagar o Prêmio de Risco, mas que não haja recebimento do Deslocamento Hidrológico. Assim, haveria uma operação ganha-ganha:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Ganha o Agente de Geração, que aloca a energia para mitigar o Risco Hidrológico que está exposto.</i> • <i>Ganha o Consumidor, que deixa de ter o custo do Deslocamento Hidrológico e ainda assim recebe o Prêmio de Risco.</i> <p><i>A EDP propõe a viabilização de mecanismo que permita a gestão de contratos com risco hidrológico repactuado, sendo que o agente de geração permanece pagando o prêmio de risco da repactuação e assume o Risco Hidrológico da parte descontratada.</i></p> <p><i>3.4. A EDP apresenta sua proposta de aprimoramento de mecanismo de gestão contratual das distribuidoras</i></p> <p><i>A EDP defende o retorno de um dos racionais de criação da Resolução Normativa nº 711/2016, qual seja, a possibilidade de redução contratual entre geradores em operação comercial e distribuidoras, com aprimoramentos:</i></p> <p><u><i>Retorno da REN 711/16 – Possibilidade de redução contratual por geradores em operação comercial, alcançando até 5 anos, ou mesmo desconstratação permanente</i></u></p> <p><i>Quando se observa o comportamento das curvas forward apresentadas, a EDP entende que volumes de energia englobando maiores janelas, por si só, já tornam a operação mais atrativa para geradores/comercializadores, que tem as ferramentas e expertise para tratar a volatilidade e oferta/demanda do curto prazo (desafio já apontado pela Agência como desafio da efetividade limitada) dentro do contexto do contrato de longo prazo. Na mesma linha, para a distribuidora é mais interessante se desfazer dos blocos de energia sobrecontratada em horizontes maiores, pois diminui as incertezas do apetite por energia do ACL por questões conjunturais, e dá maior flexibilidade e poder de gestão em uma estratégia</i></p>		

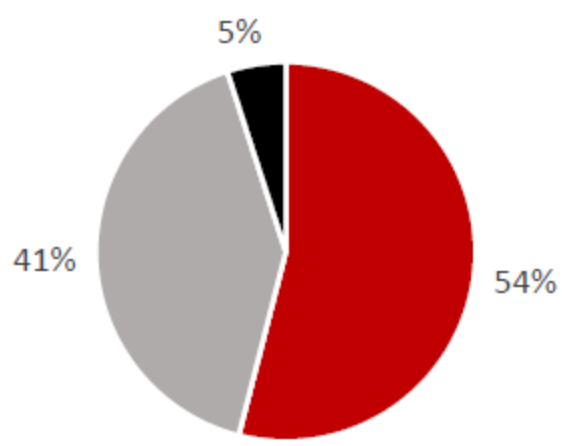
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>casada com a declaração em leilões, onde de fato está sua expertise e ferramental contratual no modelo vigente.</i></p> <p><u>Retorno da REN 711/16 – Blindagem do consumidor frente aos efeitos tarifários da negociação na dimensão PMix/TMC (Tarifa Média de compra de energia) vis-à-vis Preço do Contrato</u></p> <p><i>Em linha com o diagnóstico apresentado no início da contribuição, o tratamento estrutural do problema passa por “enxugar” a sobreoferta contratual do mercado cativo. De forma a blindar os efeitos ao consumidor, a EDP propõe que, na negociação do contrato de revenda da distribuidora para o gerador:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Se Preço Contrato > TMC: resulta em diminuição de PMix, mas sem ressarcimento da diferença do consumidor para a distribuidora da diferença. O upside da distribuidora passa pela diminuição de sua exposição ao risco de PLD.</i> <i>2. Se Preço Contrato < TMC: resulta em elevação de PMix, com ressarcimento da diferença da distribuidora/gerador ao consumidor, através de componente financeira adicionada a tarifa, alcançando a janela de até 3 anos de ressarcimento, conforme já estabelecido no Proret 4.4.A.</i> <p><i>O tratamento pode – e deve – estar casado com as iniciativas de descontração de térmicas de alto CVU e reposicionamento dos contratos de Cotas de Garantia Física, representando outro instrumento de reposicionamento de contratos nas distribuidoras.</i></p> <p><u>Retorno da REN 711/16 – A EDP ressalta que o aprimoramento proposto para a REN 711/16, para fins de aferição do efeito ao consumidor, só faz comparativos entre PMIX/TMC e o Preço de Contrato negociado no mecanismo, e não ao PLD. Entende a EDP que o comparativo ao PLD imputaria demasiado risco aos produtos de longo prazo para todas as partes, reduzindo sua efetividade.</u></p> <p><u>Retorno da REN 711/16 – Para efeitos de redução de contratos de risco hidrológico repactuados, o agente de geração permanece pagando o prêmio de risco da repactuação e assume o Risco Hidrológico da parte descontratada</u></p>		

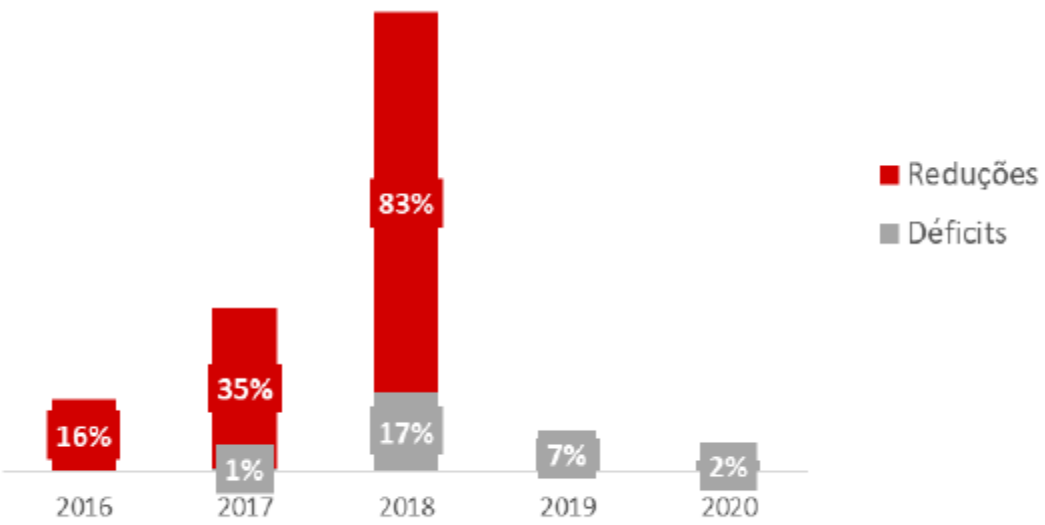
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>O racional estabelecido na repactuação do risco hidrológico é a contratação de um seguro, contemplando precificação de risco no horizonte do CCEAR, mediante pagamento de prêmio. Em linha com a importância da gestão contratual da parcela repactuada (33% do portfólio de Energia Nova) já apresentada anteriormente, entendemos que o agente de geração deve permanecer pagando o prêmio de risco da repactuação à Conta Bandeiras, assumindo o Risco Hidrológico da parte descontratada, dado que o consumidor cativo foi contraparte seguradora na precificação e estabelecimento do acordo, e o agente gerador reduzido tem ferramentas para abarcar esse custo nas negociações no ambiente livre, configurando, portanto, uma situação ganha-ganha.</i></p> <p><u>Retorno da REN 711/16 – Classificação da energia como convencional ou convencional especial, nos moldes do MVE, de forma a blindar o efeito CDE de usinas com desconto de fio</u></p> <p><i>De forma a blindar o efeito CDE de usinas com desconto de fio, a EDP propõe que a energia receba o mesmo tratamento utilizado no MVE, ou seja, tenha classificação de convencional ou convencional especial, a depender do tipo de fonte. A relação contratual inicial entre gerador e distribuidora – antes de efetivação do mecanismo – permanece. Ao utilizar o mecanismo proposto, um novo contrato de “venda” da distribuidora para o gerador (limitado ao volume máximo do contrato inicial) é celebrado e registrado na CCEE, com o mesmo preço. A liberdade de negociação bilateral também reduz o risco de inadimplência da contraparte, risco esse presente atualmente no MVE.</i></p> <p><i>O exemplo a seguir demonstra os pontos da proposta:</i></p> <p><u>a. REN 711 como atualmente opera:</u></p> <p><i>Art. 2.</i></p> <p><i>§ 11 Os acordos de que tratam os incisos II e III do caput ensejarão o pagamento pelos geradores de indenização equivalente a um ano de receita do empreendimento, proporcional ao montante reduzido,</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																								
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																				
		<p>com sua reversão integral para modicidade tarifária, conforme procedimentos definidos no Módulo 4 do Proret.</p> <p>PRORET 4.4.A</p> <p>O componente financeiro relativo ao efeito do acordo bilateral de CCEAR será calculado com a seguinte fórmula: $VICCEARm AB = (P_CCEARAB - TM_CTm) \times MWh_CCEARn AB$</p> <p>onde:</p> <p>$Vl_CCEARm AB$: Valor do efeito tarifário do acordo bilateral do CCEAR, em unidades monetárias, no mês de competência de início da vigência do acordo, m.</p> <p>$P_CCEARAB$: Preço do CCEAR, em R\$/MWh, na Data do Reajuste em Processamento – DRP, da distribuidora d, anterior ao acordo;</p> <p>TM_CTm: tarifa média de compra de energia da distribuidora d, em R\$/MWh, referente ao mês de competência m, estabelecida no processo tarifário imediatamente anterior ao mês de competência, calculada conforme submódulo 4.2 do PRORET;</p> <p>$MWh_CCEARn AB$: Montante de energia descontratado, em MWh, relativo ao período objeto do acordo bilateral n, limitado a 36 meses; d: distribuidora signatária do acordo bilateral; e n: mínimo (36; número de meses do acordo bilateral).</p> <p>Considerando uma redução bilateral com um gerador X de 10 MWm em um ano:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">REN 711 atual</th> </tr> <tr> <th>TM_CT</th> <th>P_CCEAR</th> <th>MWh_CCEAR</th> <th>Componente Financeiro</th> <th>Observação</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>170</td> <td>200</td> <td>87.600</td> <td>2.628.000</td> <td>Acrescenta tarifa consumidor</td> </tr> <tr> <td>170</td> <td>150</td> <td>87.600</td> <td>- 1.752.000</td> <td>Reduz tarifa consumidor</td> </tr> </tbody> </table> <p>b. REN 711 com propostas de aprimoramentos EDP:</p> <p>PRORET 4.4.A</p>	REN 711 atual					TM_CT	P_CCEAR	MWh_CCEAR	Componente Financeiro	Observação	170	200	87.600	2.628.000	Acrescenta tarifa consumidor	170	150	87.600	- 1.752.000	Reduz tarifa consumidor		
REN 711 atual																								
TM_CT	P_CCEAR	MWh_CCEAR	Componente Financeiro	Observação																				
170	200	87.600	2.628.000	Acrescenta tarifa consumidor																				
170	150	87.600	- 1.752.000	Reduz tarifa consumidor																				

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																										
#	Entidade	Texto			Aproveitamento	Justificativa																				
		<p><i>O componente financeiro relativo ao efeito do acordo bilateral de CCEAR será calculado com a seguinte fórmula: $VICCEAR_m AB = \text{MÍNIMO}[0; (P_CCEARAB - TM_CTm) \times MWh_CCEARn AB]$</i></p> <p><i>Considerando uma redução bilateral com um gerador X de 10 MWm em um ano:</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">REN 711 proposta</th> </tr> <tr> <th>TM_CT</th> <th>P_CCEAR</th> <th>MWh_CCEAR</th> <th>Componente Financeiro</th> <th>Observação</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>170</td> <td>200</td> <td>87.600</td> <td>0</td> <td>Não tem efeito no consumidor</td> </tr> <tr> <td>170</td> <td>150</td> <td>87.600</td> <td>- 1.752.000</td> <td>Reduz tarifa consumidor</td> </tr> </tbody> </table> <p>...</p> <p>4.1.2. Flexibilização da REN 711/16, MCSDEN-EN e MVE – proposta NT da CP 37/20</p> <p><i>Nas propostas de ações de curto prazo da Agência:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Processamento extraordinário do MCSDEN A-1 em junho de 2020, antes, portanto, da realização do Leilão de Energia Existente A-1</i> • <i>Processamento extraordinário do MVE Anual (2021) antes da realização do Leilão de Energia Existente A-1 e dos MCSDEN AN+, em agosto de 2020</i> <p>A EDP entende como adequado o movimento de maior flexibilidade do MCSDEN A-1 e MVE em processamentos extraordinários autorizados pelo Despacho nº 1.661/2020.</p> <p><i>Nas propostas de ações de médio/longo prazo da Agência:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Tornar permanente o processamento do MCSDEN A-1 e do MVE Anual em junho de cada ano, com 6 meses de antecedência do início de vigência dos mecanismos</i> • <i>Expansão dos produtos disponíveis para oferta pelas distribuidoras dos seus excedentes contratuais, com a criação de produtos A-2, para vigência dois anos à frente, e de produtos com vigência mensal</i> 			REN 711 proposta					TM_CT	P_CCEAR	MWh_CCEAR	Componente Financeiro	Observação	170	200	87.600	0	Não tem efeito no consumidor	170	150	87.600	- 1.752.000	Reduz tarifa consumidor		
REN 711 proposta																										
TM_CT	P_CCEAR	MWh_CCEAR	Componente Financeiro	Observação																						
170	200	87.600	0	Não tem efeito no consumidor																						
170	150	87.600	- 1.752.000	Reduz tarifa consumidor																						

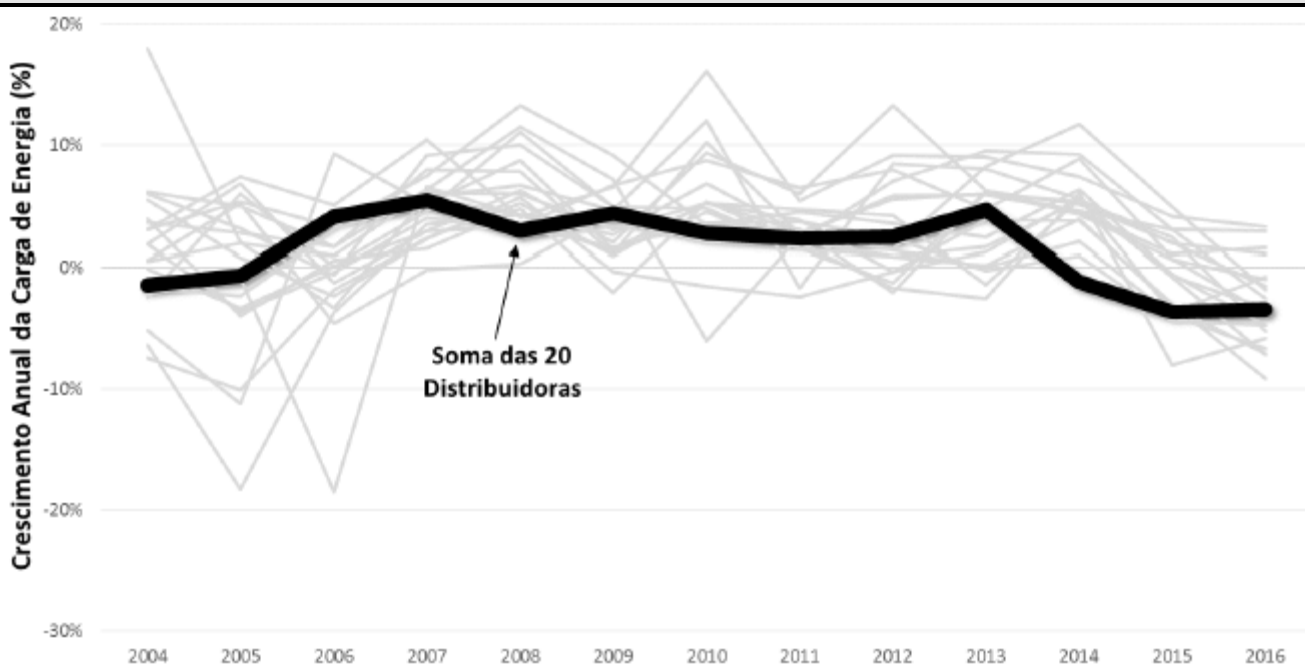
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Seguindo o mesmo racional apresentado nas ações de curto prazo:</i></p> <p><i>A EDP apoia a criação de mais produtos/processamentos permanentes do MCSDEN A-1 e MVE, de forma a prover mais ferramentas para a gestão contratual das distribuidoras.</i></p> <p><u><i>No entanto, considerando todo o contexto que permeia o setor frente à crise da pandemia do COVID-19, o ferramental proposto pela ANEEL tem efeitos apenas em 2021 em diante, e a EDP entende que há lacunas importantes a serem preenchidas para o adequado enfrentamento dos desafios ainda em 2020. Por isso, a EDP apresenta a seguir uma série de considerações sobre a situação para os próximos meses, as ferramentas que as distribuidoras têm disponibilidade e propostas para a janela de curto prazo.</i></u></p> <p><i>4.2. Ferramentas com alcance reduzido na redução da sobrecontratação sistêmica das distribuidoras</i></p> <p><i>4.2.1. Insuficiência de ferramentas: migrações ao ACL e o caso do MCSD-EE, MCSD-EN e Risco Hidrológico repactuado</i></p> <p><i>A possibilidade de que CCEAR oriundos de LEE tenham seus montantes contratados reduzidos está prevista no art. 29 do Decreto nº 5.163/2004, e a operacionalização da opção pelas distribuidoras de redução dos CCEAR em razão de migração de consumidores para o ACL está estabelecida no Submódulo 8.1 dos PdC. A redução é realizada de forma centralizada pela CCEE por meio dos MCSDEE Mensais, quando cada distribuidora declara suas sobras ou déficits contratuais para compensação.</i></p> <p><i>Como já apresentado no item “4.3.3 Ferramentas para gestão de portfólio das distribuidoras”, o mecanismo não tem sido efetivo para a gestão do nível de contratação das distribuidoras e eliminação/mitigação da sobrecontratação involuntária, devido à sensível redução dos contratos de energia existente no portfólio destas, e nem para a gestão dos custos com Risco Hidrológico, pois não existe a possibilidade de redução de contratos com RH associado neste mecanismo.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>A figura abaixo mostra que a Energia Existente compõe apenas 5% do portfólio das distribuidoras a nível Brasil.</p>  <p>■ Energia Nova ■ CCGF/ ITAIPU/ANGRA/PROINFA ■ Energia Existente</p> <p>Figura 29 – Composição contratual das distribuidoras a nível Brasil (fonte: CCEE)</p> <p>Dado a participação da Energia Existente passível de devolução por migração de apenas 5%, o mecanismo se mostra incapaz de tratar a sobrecontratação frente a uma mudança estrutural causada pela migração cada vez maior de consumidores ao ACL. Para as distribuidoras sem Energia Existente no portfólio, restam apenas a declaração do montante de migrações nos mecanismos de MCSD-EN e MVE⁴. Contudo, tratando-se a migração ao ACL de um evento estrutural (carga que não mais retorna à distribuidora, e a saída tende a aumentar e acumular a cada ano), o MCSD-EN não representa um mecanismo eficiente para tratamento</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																						
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																		
		<p>dessa sobrecontratação, devido ao horizonte de devolução, na grande maioria dos eventos, limitado a um ano ou menos, com retorno dos contratos ao portfólio da distribuidora.</p> <p>Em adição, a REN 824/18 limitou a redução do MCSD-EN aos geradores que ainda não estejam em operação comercial apenas, restando apenas a possibilidade de cessões entre os agentes. <u>Além disso, apesar de representar 54% da energia no portfólio das distribuidoras, é relevante mencionar que 33% das usinas de Energia Nova são referentes à hidrelétricas que participaram da repactuação do Risco Hidrológico.</u> A baixa eficácia do MCSD-EN pode ser vista na evolução da figura abaixo:</p>  <table border="1"> <caption>Dados do Gráfico 30</caption> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Reduções (%)</th> <th>Déficits (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2016</td> <td>16%</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>35%</td> <td>1%</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>83%</td> <td>17%</td> </tr> <tr> <td>2019</td> <td>0%</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>2020</td> <td>0%</td> <td>2%</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Figura 30 – Evolução da eficácia do MCSD-EN (fonte: CCEE)</i></p> <p>A EDP alerta para a insuficiência de mecanismos e ferramentas regulatórias para gestão energética de Energia Existente nos portfólios das distribuidoras (cerca de 5% a nível Brasil) passível de redução motivada pelo crescimento da migração ao ACL. Para as distribuidoras que não mais possuem Energia</p>	Ano	Reduções (%)	Déficits (%)	2016	16%	0%	2017	35%	1%	2018	83%	17%	2019	0%	7%	2020	0%	2%		
Ano	Reduções (%)	Déficits (%)																				
2016	16%	0%																				
2017	35%	1%																				
2018	83%	17%																				
2019	0%	7%																				
2020	0%	2%																				

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>Existente em carteira, apesar de se encontrarem sobrecontratadas para 2020, essa inexistência as impossibilita de participar dos MCSD Mensais, amplificando a sobrecontratação sistêmica.</p> <p>4.2.2. Risco de gestão de portfólio: indefinição dos critérios de sobrecontratação da AP 25/19 <i>O Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE) – criado recentemente pela Resolução Normativa nº 824/2018 – estabeleceu uma ferramenta que confere às distribuidoras a possibilidade de negociar parte de sua energia sobrecontratada com comercializadores, geradores, autoprodutores e consumidores no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O respaldo dado pela divulgação dos exatos níveis de reconhecimento da sobrecontratação involuntária é essencial para a definição dos volumes a serem declarados pelas concessionárias no MVE, principalmente considerando que a regulamentação dada pela REN 824/18 conferiu às distribuidoras riscos diferenciados entre as faixas, com a integralidade do risco assumido pela distribuidora na faixa voluntária e com o ressarcimento ao consumidor pela venda de energia dentro da faixa involuntária, a depender a combinação entre Pmix, PLD e Preço de Venda no MVE. Em adição, a Audiência Pública nº 25/2019 foi aberta com finalidade de aprimoramento dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Sem entrar no mérito dos diversos itens discutidos na AP 25/19, a regulamentação do repasse tarifário do MVE foi abarcada no processo. A ausência de sinalização acerca da regra de repasse tarifário a ser aplicada para o MVE acrescenta incertezas sobre a eficácia da operação na mitigação de risco das distribuidoras, o que pode na prática eliminar mais essa ferramenta para o ano de 2020.</i></p> <p>As questões relacionadas à AP 25/19, que podem alterar os níveis de voluntariedade das distribuidoras – além dos critérios de repasse tarifário do MVE – precisam ser priorizadas e resolvidas em curto prazo para guiar qualquer mecanismo/ferramenta de gestão de portfólio das distribuidoras.</p> <p>4.3. O modelo se esgotou – como chegamos aqui?</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>No presente item trazemos uma reflexão de como a sobrecontratação generalizada foi construída e avaliamos com maior profundidade o esgotamento das ferramentas que a regulação vigente disponibiliza.</i></p> <p>4.3.1. Projeção do Mercado e Declaração de Necessidade de Lastro</p> <p><i>No paradigma do SEB, as distribuidoras têm a responsabilidade de declarar a quantidade de energia necessária para o atendimento ao mercado.</i></p> <p><i>Matematicamente, cada distribuidora – em avaliação individual – tende a cometer um erro de projeção muito superior ao erro de projeção da carga agregada de todo o Brasil. Esse fato resta empiricamente comprovado pelo Gráfico abaixo, que mostra o crescimento anual da carga de energia, assim como o crescimento anual da soma da carga de energia de uma seleção de distribuidoras durante o período de 2005 a 2016⁵. Observa-se que o crescimento da carga agregada é muito mais estável que o crescimento das cargas individuais.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		 <p style="text-align: center;">Soma das 20 Distribuidoras</p> <p style="text-align: center;"><i>Figura 31 – Variação do consumo para 47 distribuidoras</i></p> <p><i>Logo, a projeção de consumo realizada de forma agregada é estatisticamente muito mais precisa do que a soma das projeções individuais. Aliás, o procedimento atual, cujo resultado global advém das projeções individuais, promove o empilhamento de produtos que não guardam a mesma incerteza da estimação, de modo que são estatisticamente incomparáveis. Em outras palavras, a soma das projeções tende a ter um erro muito superior à projeção da soma.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Conclui-se que a projeção de carga realizada de forma centralizada, para todas as distribuidoras, tende a apresentar um desvio entre carga real e carga projetada muito inferior ao erro do processo em que as previsões são realizadas individualmente.</i></p> <p><i>Pode-se argumentar, na linha contrária à centralização da projeção, que a distribuidora é detentora de informações privilegiadas e que, por este motivo, teria condição de desenvolver uma avaliação específica para sua área de concessão com maior nível de acerto. Ocorre, contudo, que isso não elimina o fato de a série temporal correspondente à carga de energia de cada distribuidora contar com uma volatilidade diferente. Conforme já mencionado, a soma das projeções de cada série não é estatisticamente equivalente à projeção da carga de energia agregada.</i></p> <p><i>Assim, a contratação de energia para o atendimento do mercado total do país deve ser realizada a partir da projeção da série temporal da carga agregada Brasil.</i></p> <p><i>Pelos motivos expostos, o risco de desvios da projeção de mercado não deve ser atribuído à distribuidora ou à comercializadora de energia regulada. Compreende-se que essa tarefa de planejamento da carga deve ser realizada por uma instituição central que, na visão da EDP, pode ser a EPE ou o ONS.</i></p> <p><i>Sob o ponto de vista de governança, é importante métricas e mecanismos de controle e avaliação como:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Metas e bandas de contratação: da mesma forma que em outros segmentos, é crucial o desenvolvimento de metas e mecanismos de avaliação, com publicação periódica da evolução. Como exemplo, o Conselho Monetário Nacional – CMN, mediante proposta do Ministro de Estado da Fazenda, estabelece metas de inflação⁶ para atuação do Banco Central. Considera-se que a meta foi cumprida quando a variação acumulada da inflação se situar na faixa do seu respectivo intervalo de tolerância. Caso a meta não seja cumprida, o Presidente do Banco Central divulga publicamente as razões do descumprimento, com descrição detalhada das causas, providências para assegurar o retorno da inflação aos limites estabelecidos, além do o prazo no qual se espera que as providências produzam efeito. A mesma lógica de meta e avaliação poderá ser refletida no planejamento da carga para as distribuidoras.</i> <i>• Consultas públicas: espaço para que a metodologia para a previsão, assim como que os dados utilizados sejam objeto de ampla discussão com a sociedade, com tempo hábil para a construção de contribuições.</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>Projeção de Carga e Declaração de Necessidade de Lastro A EDP defende que a projeção da carga de energia e de demanda seja realizada por uma instituição central, a partir dos dados da carga de energia e de demanda das distribuidoras.</p> <p>4.3.2. Otimização de Portfólios <i>No que se refere à otimização dos portfólios, pelo regime estabelecido no Mercado Regulado, a contratação de energia ocorre de forma agregada, em MWmed. As distribuidoras contam apenas com gestão parcial da sua carteira de clientes, não obstante o atendimento compulsório na área de concessão. Entretanto, no que diz respeito aos seus fornecedores, as distribuidoras não contam com mecanismos de gestão, uma vez que a contratação de energia deve ser realizada em leilões centralizados, nos quais os fornecedores são determinados mediante as ofertas de menor preço.</i> <i>Ademais, no Mercado Regulado há diferentes tipos de contrato para compra de energia, de maneira que os volumes contratados anualmente são distribuídos ao longo dos meses e das horas, respectivamente, por mecanismos iguais para todas as distribuidoras, denominados sazonalização (volume anual em volumes mensais) e modulação (volumes mensais em volumes diários).</i> <i>Ocorre, contudo, que esses mecanismos são heurísticas que não garantem um tratamento otimizado para a relação entre risco e retorno na gestão de energia. Como exemplo, cita-se algumas regras para a determinação da sazonalização:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>CCEAR por quantidade: acordo entre as partes. Na hipótese de que não seja efetuada nos prazos previstos, a distribuição em quantidades mensais é feita seguindo o perfil da carga declarada pela compradora ao final de cada ano. No caso das Contratos de Cotas de Garantia Física, a sazonalização é diretamente feita pelo perfil da carga;</i> • <i>CCEAR por disponibilidade: distribuição, uniforme, em todos os meses de vigência do contrato durante o ano, proporcionalmente ao número de horas de cada mês (sazonalização flat);</i> • <i>Contrato de Cotas de Energia Nuclear (CCENs): sazonalização flat;</i> • <i>Contratos de Itaipu: valores mensais, definidos pela ANEEL, vinculados à potência contratada de Itaipu a ser comercializada pelas distribuidoras detentoras de cota-parte.</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Além disso, os volumes contratuais são estruturalmente alocados seguindo regras próprias, em muitos casos sem qualquer relação de otimização considerando as particularidades das distribuidoras, conforme exemplificamos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Angra 1 e 2: distribuído com base no mercado das distribuidoras do Brasil inteiro;</i> • <i>Itaipu: distribuído com base no mercado das distribuidoras do submercado Sul e Sudeste/Centro-Oeste;</i> • <i>PROINFA: distribuído para todo o mercado, inclusive consumidores livres</i> • <i>CCEARs: distribuídos conforme declarações nos leilões;</i> • <i>Cotas de GF: distribuído com base no mercado das distribuidoras do Brasil inteiro.</i> <p><i>De modo bem diferente, no Mercado Livre, a comercialização de energia é negociada de forma totalmente livre entre os agentes de geração, comercializadores e unidades consumidoras elegíveis como livres, permitindo que o portfólio de clientes e de contratos obedeça a uma lógica econômica de otimização da relação entre risco e retorno.</i></p> <p><i>Importante ter em conta que a otimização de portfólio é uma metodologia aplicada há mais de 50 anos, desenvolvida por Harry Markowitz, que defende ser essencial diversificar uma carteira de investimentos a fim de minimizar riscos. De acordo com esta Teoria, a fim de otimizar o risco de carteiras de investimentos, os investidores devem selecionar investimentos que possuam mesma variância, contudo opostas. Markowitz comprovou que, ao utilizar o princípio da diversificação, a combinação de ativos com variâncias opostas proporciona um risco agregado inferior ao observado para cada ativo analisado separadamente.</i></p> <p><i>É justamente da otimização de portfólio das carteiras de compra e venda de energia, incluindo ainda as necessidades de consumo dos clientes, que ganhos sistêmicos relevantes são esperados.</i></p> <p><i>Otimização de portfólio por parte das distribuidoras</i></p> <p><i>A EDP entende que o atual modelo de sazonalização e alocação contratual nas distribuidoras – com regras próprias que não observam as particularidades das áreas de concessão, sem flexibilidade de gestão frente às necessidades e comportamento temporais e locais da carga – não captura os reais benefícios da diversificação de portfólio, sendo um obstáculo à criação de valor ao longo da cadeia.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>4.3.3. Ferramentas para gestão de portfólio das distribuidoras</p> <p><i>Nos últimos anos, particularmente em 2013, foram compulsoriamente atribuídos, de forma alheia à gestão das distribuidoras, montantes de energia que distorceram a isonomia de portfólio e limitaram severamente a capacidade de gestão das distribuidoras quanto ao seus níveis de contratação: (i) alocação dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCEN) e (ii) alocação dos Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGFs) e Contratos de Itaipu.</i></p> <p><i>A estes contratos não foi dada a prerrogativa de redução dos volumes contratados para que a distribuidora pudesse administrar o seu nível de contratação. Assim, além da impossibilidade de realizar uma gestão ativa dos riscos destes tipos de contrato, a Lei 12.783/2013 alocou os custos do Risco Hidrológico associado às usinas hidrelétricas que os lastreiam às distribuidoras.</i></p> <p><i>Atualmente, as Distribuidoras possuem os seguintes mecanismos para administrar seus portfólios de contratos e nível de contratação:</i></p> <p>a) Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) de Energia Existente</p> <p><i>Nesse mecanismo, que pode ser subdividido em MCSD Mensal e 4%, o agente pode declarar uma quantidade de sobra ou déficit de energia existente (referente à variação de mercado ocasionada pela migração de clientes e limitado à 4% do montante original de contratos) que será compensada entre os próprios agentes de distribuição ou devolvida ao vendedor. Nessa primeira modalidade de MCSD, efetiva-se uma transação contratual completa, no qual o agente cessionário absorve as características de prazo e sazonalização corrente por todo o período do contrato do agente cedente.</i></p> <p><i>É válido mencionar que em torno de 62% dos contratos de energia existente das distribuidoras foi convertido para o regime de cotas pela Lei nº 12.783/2013, ou seja, grande parte do portfólio de usinas que atendiam às especificações do artigo 17 da Lei nº 10.848/2004 e do artigo 22 do Decreto 5.163/2004 (“Energia Existente”) não é mais passível de redução ou mesmo de cessão entre as distribuidoras.</i></p> <p><i>Assim, mesmo que o MCSD 4% possibilite a conversão da declaração de sobras em uma redução contratual com o agente vendedor, este montante contratual passível de redução corresponde a cerca de 5% do portfólio total das distribuidoras, sendo que muitas distribuidoras já não possuem mais contratos de energia existente.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Ademais, convém destacar, para o caso de distribuidoras que precisam se valer dos Mecanismos supramencionados para eliminar a sobrecontratação oriunda de migração de consumidores para o ACL, que a inexistência – para muitas delas – de CCEARs de energia existente não apenas as impede de participar do MCSD de Energia Existente, como força-as a declarar a sobrecontratação sempre e quando houver MCSD de Energia Nova, em uma espiral cumulativa de sobrecontratação, já que o MCSD de Energia Nova não se presta à redução definitiva de CCEARs – único efeito desejado para fazer frente à redução definitiva de mercado oriunda de migração de consumidores para o ACL.</i></p> <p><i>Nesse sentido, resta esvaziado o art. 29 do Decreto n. 5.163/04, bem como o item 3.26 do Submódulo 8.1 dos Procedimentos de Comercialização. O problema se agrava ao ter-se em conta que, até o momento, inexistente mecanismo de descontração das cotas de garantia física, deixando o MCSD de Energia Existente para redução (definitivas) de CCEARs sem substituto legal.</i></p> <p><i>Logo, o MCSD de Energia Existente não tem sido efetivo para a gestão do nível de contratação das distribuidoras e eliminação/mitigação da sobrecontratação involuntária, devido à sensível redução dos contratos de energia existente no portfólio destas, e nem para a gestão dos custos com Risco Hidrológico, pois não existe a possibilidade de redução de contratos com RH associado neste mecanismo.</i></p> <p><i>b) MCSD Energia Nova</i></p> <p><i>O MCSD Energia Nova, por sua vez, enquadra uma maior quantidade de contratos do portfólio da distribuidora e, dada sua formulação pela REN 693/2015, possibilita a redução contratual com o agente vendedor, caso haja oferta de redução por parte do gerador e uma declaração de sobras acima das passíveis de serem compensadas pelas declarações de déficits de outras distribuidoras.</i></p> <p><i>Embora o mecanismo se apresente como uma possibilidade adicional à gestão do nível de contratação das distribuidoras, não é permitido minorar os efeitos do Risco Hidrológico, uma vez que as usinas repactuadas não são passíveis de redução contratual.</i></p> <p><i>Sem prejuízo do disposto no item 3.4 desta Contribuição, no que diz respeito à sobrecontratação involuntária oriunda de migração ao ACL, o MCSD Energia Nova também se mostra ineficiente. Isso porque, geralmente,</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>o MCSD Energia Nova tem por efeito apenas a redução temporária dos montantes de energia sobrecontratados, conforme atesta o art. 5º e respectivos incisos, da Resolução Normativa nº 693/15. Nesse sentido, o MCSD-EN não se constituiria em mecanismo apto a refletir o encolhimento definitivo do mercado da distribuidora, em razão da migração ao ACL, já que, ainda que seja possível declarar no MCSD-EN as sobrecontratações oriundas de migração ao ACL, dado não ser possível a redução definitiva do CCEAR de energia nova, ao término do prazo da cessão dos excedentes, a distribuidora se verá obrigada a novamente declarar o montante de energia migrado ao ACL no passado.</i></p> <p><i>Essa era a lógica original contida na Resolução Normativa nº 693/15: impossibilidade de redução permanente de CCEARs de energia nova, sendo possível apenas cessão temporária de montantes. Apenas em 2016, pela Resolução Normativa nº 727/16, com inserção do art. 4º-A na Resolução Normativa nº 693/15, abriu-se a possibilidade de redução permanente de CCEARs de energia nova. Por meio do dispositivo, aos geradores vendedores seria dada a faculdade de ofertar a redução dos montantes vendidos, de forma temporária ou permanente (art. 4º-A, §§ 1º e 2º).</i></p> <p><i>A redução permanente poderia ocorrer no MCSD-EN, anualmente, apenas antes da realização dos leilões A-5 ou A-6 (art. 4º-A, § 1º, inciso II, c/c art. 5º, inciso III, ambos da Resolução Normativa nº 693/15):</i></p> <p><i>“Art. 4º-A § 1º A redução ofertada poderá ser:</i></p> <p><i>I - temporária, total ou parcial, para os processamentos do MCSD Energia Nova de que tratam o inciso II do art. 5º, obedecendo a vigência desses processamentos; ou</i></p> <p><i>II – permanente, para o processamento do MCSD Energia Nova de que trata o inciso III do art. 5º, com vigência até o fim do período de suprimento dos contratos reduzidos ou implicando a rescisão desses contratos na hipótese de redução total”. (redação vigente dada pela Resolução Normativa nº 869/20).</i></p> <p><i>Entre 2017 e início de 2018, viu-se um aumento na descontratação dos CCEARs de energia nova, em razão do ACL valorar mais, naquele momento, os preços pela energia.</i></p> <p><i>Contra esse movimento, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 824/18, a qual modificou o art. 4º-A da Resolução Normativa nº 693/15, limitando a possibilidade de descontratação apenas aos geradores vendedores com empreendimentos ainda fora de operação comercial.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>A medida praticamente esvaziou o uso do art. 4º-A da Resolução Normativa nº 693/15, de forma que, atualmente, os agentes geradores não fazem uso da prerrogativa – exclusiva deles, diga-se de passagem – contida no art. 4º-A da Resolução Normativa nº 693/15, fazendo com que inexista, em síntese, possibilidade de redução definitiva de CCEAR de energia nova.</i></p> <p><i>Portanto, não apenas o MCSD-EN não foi desenhado, originalmente, para refletir reduções definitivas de mercado das distribuidoras – seja por migração ao ACL ou qualquer outra sobrecontratação que traduza redução de mercado –, como a prerrogativa dos agentes geradores em se valer do mecanismo de redução permanente, criado apenas posteriormente à publicação da Resolução Normativa nº 693/15 não vem sendo utilizado.</i></p> <p><i>Nesse sentido, em razão da impossibilidade de redução definitiva de CCEARs (efeito desejado), o MCSD-EN não se presta a ser mecanismo para eliminação da causa da sobrecontratação denominada “migração ao ACL”.</i></p> <p><i>Logo, o MCSD de Energia Nova não tem sido efetivo para a gestão do nível de contratação das distribuidoras em situações em que todas estas se encontram sobrecontratadas, pois a possibilidade de redução de contratos com geradores foi muito limitada, e nem para a gestão dos custos com Risco Hidrológico, pois a possibilidade de redução de contratos repactuados, com RH associado, foi eliminada.</i></p> <p><i>c) Acordos Bilaterais</i></p> <p><i>Pautados pela REN 711/2016, os acordos bilaterais foram definidos como um mecanismo de redução consensual entre as partes do contrato, isentando o consumidor via mecanismos de pagamentos de ônus e bônus, para garantir a estabilidade do Pmix.</i></p> <p><i>Entretanto, assim como no MCSD Energia Nova, a REN 824/2018 limitou essas reduções a agentes que ainda não estejam em operação comercial.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Logo, os Acordos Bilaterais não têm sido efetivo para a gestão do nível de contratação das distribuidoras, pois a abrangência de aplicação foi limitada, e nem para a gestão dos custos com Risco Hidrológico, pois contratos com RH associados não podem participar do mecanismo.</i></p> <p><i>d) Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE)</i></p> <p><i>O MVE foi promovido pela REN 824/2018 e diz respeito à possibilidade, por parte das distribuidoras, de vender excedentes de energia a agentes compradores que tenham interesse, por meio de um preço de equilíbrio dado por lances dos agentes de venda e compra, não caracterizando reduções contratuais. Neste mecanismo, a distribuidora realiza uma venda de energia através de um CCEAL, sem relacionamento com contratos específicos de seu portfólio. Portanto, o MVE não implica em redução de contratos de Cotas de Garantia Física, nem o Contrato de Itaipu Binacional, nem mesmo a energia das usinas cujo Risco Hidrológico foi repactuado, ficando as distribuidoras com o Risco Hidrológico destes contratos. Ainda, o MVE isoladamente não pode ser considerado um mecanismo eficiente para a gestão de risco das distribuidoras, pois continua alocando o risco de PLD para as reduções dos montantes de sobrecontratação involuntária (quando estas já tinham este risco sem a participação no mecanismo). Por fim, merece destaque o fato de que a ausência da celebração de contratos, propriamente ditos, oriundos das operações levadas a efeito no âmbito do MVE, tem elevado a insegurança jurídica entre os agentes e promovendo judicializações, esvaziando, ao fim e ao cabo, a participação dos agentes no Mecanismo.</i></p> <p><i>Para a EDP, o MVE é mecanismo para correções pontuais nas posições contratuais das distribuidoras (e ainda necessita de correções, como a definição de regras de repasse). Ao alocar risco de inadimplência nas distribuidoras (com judicialização já em curso em algumas negociações) e só possuir produtos de curto prazo (3, 6 e 12 meses), o MVE se mostra um mecanismo ineficiente para solucionar questões estruturais na oferta de energia.</i></p> <p><i>e) Inexistência de mecanismo para redução de Contratos de Cotas de Garantia Física</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Conforme apontado na presente contribuição, as ferramentas a disposição das distribuidoras atuam sobre parcela reduzida de seu portfólio, ineficientes – do ponto de vista de Pareto – portanto. Aqui, exploramos o problema da inexistência de mecanismo para gestão contratual das Cotas de Garantia Física.</i></p> <p><i>Conforme disposto no art. 3º da Lei nº 12.783/13, caberá à ANEEL “instituir mecanismo para compensar as variações no nível de contratação das concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, decorrentes da alocação de cotas” de garantia física de energia e de potência de usinas hidrelétricas. Na ocorrência de excedentes dos montantes contratados, a Lei prevê a cessão compulsória de CCEARs para a distribuidora que tenha redução no montante de energia contratada.</i></p> <p><i>A ANEEL, por sua vez, previu no art. 5º, § 1º, inciso II, da Resolução Normativa nº 453/11, a alocação de cotas de garantia física e de potência das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei nº 12.783/13, acima do montante de reposição, como hipótese de sobrecontratação involuntária.</i></p> <p><i>Portanto, a possibilidade jurídica de reconhecimento de sobrecontratação involuntária em caso de alocação de cotas de garantia física encontra-se albergada na regulamentação.</i></p> <p><i>Em complementação, merece menção os dispositivos da Resolução Normativa nº 421/10, a qual estabelece os critérios para cálculo do montante de reposição e contratações adicionais dos agentes de distribuição no SIN, notadamente os seguintes:</i></p> <p><i>“Art. 3º, § 4º Até o 15º dia que antecede à declaração dos Leilões de Energia Existente (A-1), a ANEEL divulgará, para cada distribuidora, o montante de reposição apurado.</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>§ 6º No cálculo do montante de reposição deverão ser considerados os efeitos da alocação e/ou revisão da alocação de cotas da garantia física de energia e de potência proveniente das usinas hidrelétricas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e de cotas de Angra I e II.</i></p> <p><i>§ 7º Os montantes das cotas referidas no parágrafo anterior, quando se configurarem como sobras involuntárias, poderão ser abatidos do montante de reposição dos anos posteriores, desde que solicitadas pelos agentes de distribuição antes do prazo estabelecido no § 4º”.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Conforme se depreende, o reconhecimento da involuntariedade na sobrecontratação em razão de variação nos CCGFs tem por efeito, além da neutralidade tarifária preconizada no art. 5º, caput, da Resolução Normativa nº 453/11, o abatimento destes montantes da totalidade do montante de reposição, desde que o reconhecimento de tais sobras involuntárias sejam solicitadas antes de 15 dias da declaração de necessidade dos Leilões de Energia Existente (A-1).</i></p> <p><i>A inserção, pela Resolução Normativa nº 706/16, do § 7º no art. 3º da Resolução Normativa nº 421/10, reconheceu que “o ingresso de CCGFs e suas variações são involuntários, sendo natural e coerente que alterações nos montantes alocados a cada distribuidora tenham previsão de neutralização, observado o máximo esforço para alívio de sobrecontratação, de modo que os cálculos realizados para cada ano civil considerem essa diligência” (Nota Técnica nº 276/2015-SRM/ANEEL).</i></p> <p><i>Embora seja inegável a involuntariedade na sobrecontratação para a alocação compulsória de CCGFs no portfólio das distribuidoras, conforme se denota da legislação supracitada, há falta de clareza quanto ao limite máximo, acima do montante de reposição, que pode ser reconhecido como sobrecontratação involuntária para este caso.</i></p> <p><i>Isso porque o § 3º do art. 5º da Resolução Normativa nº 453/11 previu o valor máximo a ser reconhecido como sobrecontratação involuntária como sendo a diferença entre a variação positiva dos montantes alocados das cotas de garantia física e o limite mínimo de contratação estabelecido pelo art. 40 do Decreto nº 5.163/04, acrescida das sobras involuntárias dos anos anteriores.</i></p> <p><i>Ocorre que o art. 40 do Decreto nº 5.163/04 foi revogado, desde agosto de 2017, pelo Decreto nº 9.143/17, deixando sem limite mínimo (o texto revogado previa 96% do montante de reposição) no cálculo do valor máximo preconizado no art. 5º, § 3º, da Resolução Normativa nº 453/11.</i></p> <p><i>Assim, como pode ser avaliado pelos métodos apresentados acima, as Distribuidoras perderam muito de sua capacidade de gestão dos riscos da contratação de energia, pois alguns mecanismos perderam a efetividade com a alteração compulsória dos portfólios das distribuidoras, outros foram restringidos em abrangência, todos se viram esvaziados, e aquele que foi criado (MVE) ainda aloca o risco de PLD para as Distribuidoras e tem menor potencial em condições de PLDs baixos no ano.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>5. Mensagem final: criação de valor na modernização do setor elétrico e a sustentabilidade das Distribuidoras</p> <p><i>A contribuição da EDP procurou demonstrar a necessidade de concatenação dos diversos temas em andamento no setor energético brasileiro (energético pois a recente sinalização de avanços na cadeia do gás demonstra acentuada sinergia e impacto com o setor elétrico, seja do lado da oferta de geração, seja do lado da demanda, através da substituição do insumo eletricidade por gás pelos consumidores).</i></p> <p><i>Destacamos a necessidade de “visão do todo”, pois entendemos que a Sustentabilidade das Distribuidoras precisa ser priorizada para que outras frentes possam avançar em solo firme, como a expansão da geração (com destaque para as necessidades sistêmicas por térmicas de baixo CVU), a abertura do mercado, a sinalização de preços horária (para cativos e livres), para ficar em apenas alguns exemplos.</i></p> <p><i>O modelo de Leilão vigente – respaldadas pela necessidade das distribuidoras – já está em vias de esgotamento com a abertura de mercado avaliada na CP MME 77/2019 e encaminhada em parte na Portaria MME nº 465/2019. A permanência da realização de Leilões sem os encaminhamentos da sustentabilidade das distribuidoras – ainda que em algumas de suas finalidades faça sentido (como a sinalização de necessidade de 3.500 MW de termelétricas despacháveis pelo ONS) – acabam por criar risco de ampliação do custo de transição para um novo paradigma.</i></p> <p><i>A iniciativa conjunta dos entes setoriais – MME, ANEEL, ONS, EPE e CCEE – deve se valer do ferramental jurídico e regulatório (decretos, portarias e resoluções) infralegal para soluções de curto prazo, mas que também refletirão na estabilização dos riscos que compromete a agenda reformista.</i></p> <p><i>É crucial para o avanço sustentável da Reforma do Setor que a crítica situação contratual das distribuidoras seja imediatamente revista, através das descontração de térmicas de alto CVU e a revisão da alocação de Cotas GF. A necessidade de segurança elétrica/confiabilidade do setor não pode mais ser custeada unicamente pelos consumidores cativos, e deverá ser objeto de leilões desenhados especificamente para o fim, não mais se valendo do esgotado modelo de contratação de garantia física.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Portanto, em resumo às questões de sustentabilidade, tratamento e mitigação de riscos no segmento de distribuição:</i></p> <p><i>No contexto das opções estabelecidas nas recentes Audiências e Consultas, o MME, em conjunto a ANEEL e demais órgãos competentes, deve viabilizar as práticas, informações e ferramentas que garantam a máxima flexibilidade na gestão do portfólio contratual para as distribuidoras.</i></p> <p><i>Em linha, urge a necessidade de encaminhar os tratamentos para as questões de Sustentabilidade das Distribuidoras (MVE, efeitos da migração ao ACL, GD, Tarifa Binômica, dentro outros), para que aprimoramentos de curto, médio e longo prazo possam se viabilizar de maneira sustentável e na direção de criação de valor no setor. Neste sentido, a EDP propõe a abertura de uma Tomada de Subsídio para tratar dos aprimoramentos necessários no arcabouço regulatório vigente considerando o novo papel das Distribuidoras em um cenário de expansão do mercado livre para todos os consumidores.</i></p> <p>6. Considerações Finais</p> <p><i>É salutar a abertura de Consulta Pública para que os agentes possam contribuir de forma transparente com o processo decisório da ANEEL. Com vista a engrandecer a discussão, a EDP propõe que:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Redução do lastro das usinas Cotistas (CCGF), com alocação contratual de 90% para 80%, como tratamento estrutural para mitigação da volatilidade e conseqüente redução do carregamento financeiro das distribuidoras e do custo do risco hidrológico, com benefícios aos consumidores.</i> <i>• Considerando a mudança do perfil da matriz, o excesso de oferta e a racionalidade do custeio de benefícios sistêmicos:</i> <ul style="list-style-type: none"> <i>o Descontratação de térmicas de alto CVU, através de leilão de participação facultativa, antecipando a Receita Fixa aos geradores que aderirem. Dessa forma, o Leilão de Descontratação induzirá a modicidade tarifária, o reposicionamento do portfólio do mercado cativo e permitirá que os geradores tenham a opção, de forma antecipada, iniciar as obras de retrofit para eventual participação em outros leilões.</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>o De forma complementar ao Leilão de Descontratação de térmicas de alto CVU, promover Leilão de Capacidade (ou mecanismo de finalidade similar), com objetivo de contratar fontes para prestação de confiabilidade ao sistema (segurança elétrica e energética, serviços ancilares, atendimento de intermitência), com custos partilhados entre os ambientes livre e cativo.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Promoção da competitividade de térmicas de baixo CVU para viabilizar a descontratação de térmicas de custo elevado do sistema, a segurança energética, a redução da volatilidade da formação de preços e a consequente mitigação dos riscos para ambos os ambientes de contratação (livre e cativo).</i> • <i>Viabilização de mecanismo que permita a gestão de contratos com risco hidrológico repactuado, sendo que o agente de geração permanece pagando o prêmio de risco da repactuação e assume o Risco Hidrológico da parte descontratada.</i> • <i>Retorno de um dos racionais de criação da Resolução Normativa nº 711/2016, qual seja, a possibilidade de redução contratual entre geradores em operação comercial e distribuidoras, com aprimoramentos:</i> <ul style="list-style-type: none"> <i>o Possibilidade de redução contratual por geradores em operação comercial, alcançando até 5 anos, ou mesmo descontratação permanente</i> <i>o Blindagem do consumidor frente aos efeitos tarifários da negociação na dimensão PMix/TMC (Tarifa Média de compra de energia) vis-à-vis Preço do Contrato</i> <i>o Para efeitos de redução de contratos de risco hidrológico repactuados, o agente de geração permanece pagando o prêmio de risco da repactuação e assume o Risco Hidrológico da parte descontratada</i> <i>o Classificação da energia como convencional ou convencional especial, nos moldes do MVE, de forma a blindar o efeito CDE de usinas com desconto de fio</i> • <i>Possibilidade de diferimento de parcela da GAG de usinas cotistas, extensão de outorga dos geradores (com o devido tratamento legislativo) e do pagamento de contratos regulados através do “mecanismo de múltiplos vendedores com participação opcional das distribuidoras” proposto pela ANEEL. No entanto, a ferramenta de flexibilização não deve se limitar aos aspectos financeiros/contábeis, devendo permitir também a negociação da energia, contemplando reduções centralizadas ou bilaterais,</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>temporárias ou definitivas, aumentando o alcance de potenciais agentes e do sucesso da ferramenta no enfrentamento do período de crise.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Maior flexibilidade do MCSDEN A-1 e MVE em processamentos extraordinários autorizados pelo Despacho nº 1.661/2020.</i> • <i>Criação de mais produtos/processamentos permanentes do MCSDEN A-1 e MVE, de forma a prover mais ferramentas para a gestão contratual das distribuidoras.</i> • <i>Projeção da carga de energia e de demanda seja realizada por uma instituição central, a partir dos dados da carga de energia e de demanda das distribuidoras.</i> • <i>Necessidade de encaminhar os tratamentos para as questões de Sustentabilidade das Distribuidoras (MVE, efeitos da migração ao ACL, GD, Tarifa Binômica, dentro outros), para que aprimoramentos de curto, médio e longo prazo possam se viabilizar de maneira sustentável e na direção de criação de valor no setor.</i> • <i>Abertura de uma Tomada de Subsídio para tratar dos aprimoramentos necessários no arcabouço regulatório vigente considerando o novo papel das Distribuidoras em um cenário de expansão do mercado livre para todos os consumidores.</i> <p><i>Por fim, a EDP alerta para a insuficiência de mecanismos e ferramentas regulatórias para gestão energética de Energia Existente nos portfólios das distribuidoras passível de redução motivada pelo crescimento da migração ao ACL. Para as distribuidoras que não mais possuem Energia Existente em carteira, apesar de se encontrarem sobrecontratadas para 2020, essa inexistência as impossibilita de participar dos MCSD Mensais, amplificando a sobrecontratação sistêmica.</i></p> <p><i>E ressalta também que questões relacionadas à AP 25/19, que podem alterar os níveis de voluntariedade das distribuidoras – além dos critérios de repasse tarifário do MVE – precisam ser priorizadas e resolvidas em curto prazo para guiar qualquer mecanismo/ferramenta de gestão de portfólio das distribuidoras.</i></p>		

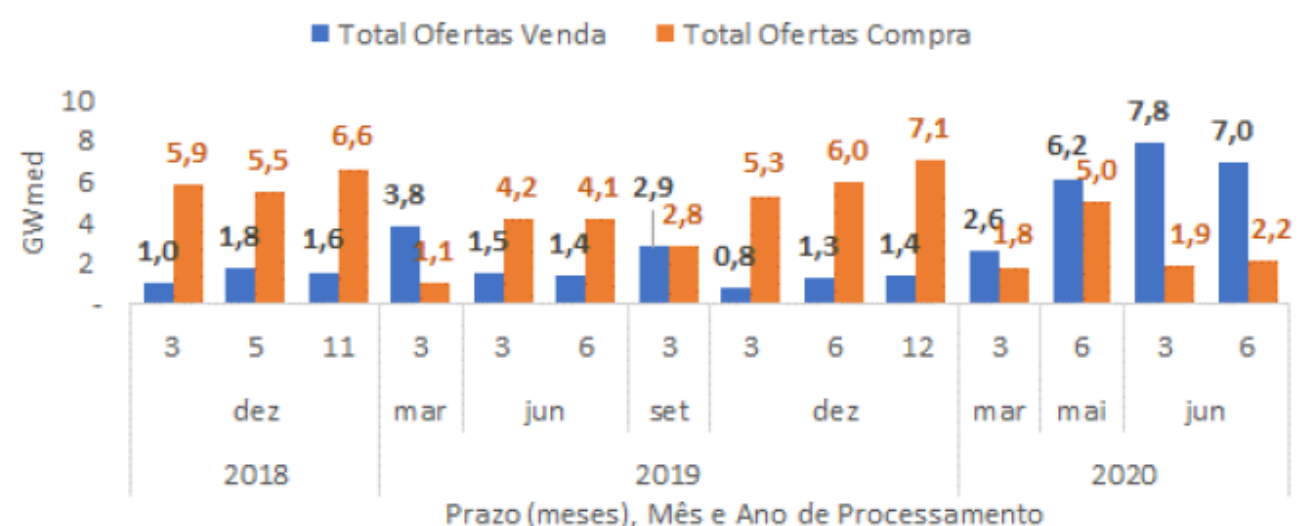
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<i>4 Como caso prático do esgotamento do mecanismo, ambas distribuidoras da EDP (EDP-SP e EDP-ES), em decorrência da inclusão compulsória dos contratos de Cotas de Garantia Física em seu portfólio, em substituição aos CCEARs de Energia Existente na modalidade de quantidade conforme disposto pela Lei nº 12.783/2013, não possuem mais Energia Existente em carteira passível de redução. Além disso, com o permanente cenário de sobrecontratação das distribuidoras do Grupo EDP, não houve novas declarações de necessidade de energia nos recentes Leilões de Energia Existente. Consequentemente, tanto a EDP-SP quanto a EDP-ES, apesar de se encontrarem sobrecontratadas para o ano 2020, estão efetivamente impossibilitadas de participar no MCSD Mensal já mencionado”</i>		
64	NEOENERGIA	<p>A empresa alerta que as regras de repasse tarifário do MVE dever ser definidas e rediscutidas. Entendem que o MVE é um mecanismo centralizado e suas negociações devem ser consideradas como eficientes, de forma que não é necessário avaliar cada venda com base no PLD ex-post. Propõe que sejam ofertados produtos de longo prazo no MVE, de 3 a 5 anos. Entendem que os processamentos do MVE devem ocorrer após os processamentos do MCSDEN. Solicitam que seja definida a sobre involuntária em razão da pandemia de COVID-19, conforme disposto no Decreto 10.350/2020. Sugere que seja permitida a participação de geradores que não estão em operação comercial no MCSDEN A-0 e na REN 711, assim como de geradores que tiveram redução da garantia física ou que estejam com a operação comercial suspensa. Propõe que no MCSDEN AN+ as distribuidoras possam descontratar períodos entre 1 e “N” anos. Propõe que geradores em operação comercial possam participar do MCSDEN e REN 711 por meio do registro de contrato de compra de energia convencional ou convencional especial com a distribuidora. Sugere a redução do lastro contratual de cotas em 10%. Sugere que seja realizado leilão de descontratação de usinas com CVU elevado. Sugere que os leilões para compra de energia contemplem contratos com montantes flexíveis. Sugere que todos os contratos de compra de energia das distribuidoras sejam sazonalizados pela carga.</p> <p><u>Justificativa:</u> “... 3 Mecanismos de Gestão Contratual</p>	Parcialmente aceita.	Ver seção III.2.1 a III.2.5.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>3.1 Flexibilização dos Mecanismos Existentes de Gestão Contratual</p> <p><i>Após a experiência do racionamento em 2001/2002, o desenho do mercado brasileiro passou a dar maior relevância a garantia do suprimento, tendo utilizado a distribuidora como veículo para esse fim, sendo assim, o atual modelo assume estratégia conservadora levando a distribuidora a garantir o abastecimento do mercado cativo. Para isso, é induzida a uma leve sobrecontratação (até 105%), com o objetivo de proteger o consumidor. Esta proteção, entretanto, pode revelar-se insuficiente ou até mesmo ineficiente: a história mostra que têm sido frequentes as ocorrências de sobrecontratação excessiva. Sem restringir a análise apenas ao momento atual, de todo imprevisível, não tem sido rara a ocorrência de queda relevante do consumo, fruto de redução da atividade econômica ou mesmo de migrações. A penetração da geração distribuída e a abertura do mercado livre deverá intensificar este fenômeno. Isso tudo aliado à baixa efetividade dos mecanismos existentes de gestão contratual tem levado a um desequilíbrio estrutural no balanço das distribuidoras. É necessário que os contratos regulados sejam capazes de se adequar a este cenário para proteger o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes sem abrir mão da modicidade tarifária dos consumidores.</i></p> <p><i>Em se tratando de ajustes nos mecanismos existentes de gestão contratual é proposto na NT 64/2020, de modo geral, ações de curto prazo que consistem na realização de:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>i) Processamento extraordinário do Mecanismo de Cessão de Sobras e Déficits de Energia Nova - MCSDEN A-1 (2021) em junho de 2020, antes, portanto, da realização do Leilão de Energia Existente A-1; e</i> <i>ii) Processamento extraordinário do Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE Anual (2021) antes da realização do Leilão de Energia Existente A-1 e dos MCSDEN AN+, em agosto de 2020, considerando os mesmos limites de venda de energia convencional e convencional especial calculados para o ano de 2020.</i> <p><i>Na perspectiva de ações de médio e longo prazo tem-se como proposta o processamento do MCSDEN A-1 e do MVE Anual em junho de cada ano, com seis meses de antecedência do início de vigência dos mecanismos, ou seja, torna perenes as ações já sugeridas para o curto prazo. Além disso, para o MVE também é apresentada a possibilidade de expansão dos produtos disponíveis, com a criação de produtos A-2, para</i></p>		

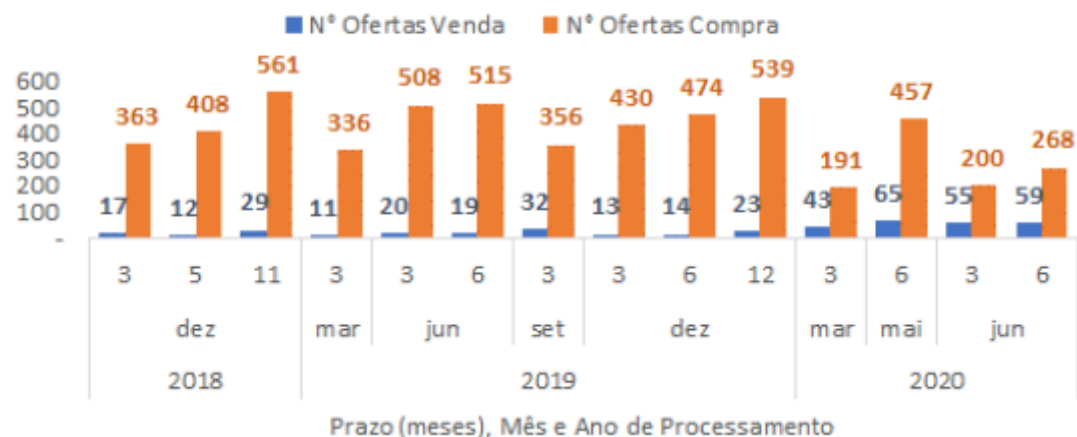
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>vigência dois anos à frente, e de produtos com vigência mensal sendo este último condicionado ao aprimoramento dos sistemas pela CCEE.</i></p> <p><i>Entendemos que a criação de novos produtos a serem processados com maior antecedência temporal ajudam o processo de gestão do lastro das distribuidoras não só por oferecer mais possibilidades, como também minimizar a influência do PLD nas decisões. Porém, há que se levar em conta que a redução de demanda também vivenciada no ACL reduziu a demanda de possíveis compradores, exigindo que eventuais ajustes nos mecanismos devam ir além de novos produtos para aguçar o interesse do ACL em adquirir energia mesmo quando no curto prazo os preços estão bem baixos.</i></p> <p><i>Nesse sentido, faremos uma análise individual dos mecanismos, quais sejam MVE, MCSDEN e Acordos Bilaterais, com intuito de apresentar propostas adicionais que podem potencializar a eficácia deles, como forma de contribuir com potencial aprimoramento capaz de mitigar o impacto da pandemia de COVID-19 na posição contratual das distribuidoras.</i></p> <p><i>Portanto, reiteramos que diante do cenário de sobrecontratação estrutural enfrentado pelas distribuidoras é de extrema importância um maior aprofundamento sobre os mecanismos de gestão contratual disponíveis. Por se tratar de um problema estrutural, a resolução perpassa por uma análise do modelo vigente levando em consideração a modicidade tarifária bem como o equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras. A baixa efetividade registrada pelos mecanismos vigentes nos últimos anos, agravada pela pandemia, traz à tona a necessidade de novos instrumentos que sejam capazes de propiciar ajustes no portfólio das distribuidoras.</i></p> <p>3.1.1 MVE</p> <p><i>Não só o contexto de crise vivenciada como também a necessidade de continuo aprimoramento regulatório nos impele a buscar aprimoramentos no MVE mais atrativos ao comprador, que oportunizem preços mais justos sem, no entanto, abdicar de minimizar os prejuízos para a distribuidora e para seus consumidores. Frente a este exercício surge nesta contribuição as reflexões e inferências apresentadas a seguir.</i></p> <p>Análise da efetividade do MVE</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Antes de apresentar propostas de ajustes para o MVE faz-se necessário uma avaliação acerca da efetividade deste mecanismo uma vez que ele funciona como ponte entre os mercados livre e cativo com o diferencial, frente aos demais mecanismos, de possibilitar a ampliação de potenciais compradores no ACL. No entanto, há que se considerar que o MVE inseriu um considerável risco ao processo de gestão do portfólio contratual das distribuidoras, aproximando estas últimas da posição de trader da commodity para a qual não possuem remuneração para o risco assumido.</i></p> <p><i>A busca de efetividade e redução de risco do MVE para as distribuidoras torna-se ainda mais necessária se levarmos em conta, por exemplo, a disseminação da mini e micro geração distribuída. Atualmente incentivada por mecanismos mascarados no seu modelo de compensação tornando esse negócio extremamente atrativo, já se pode perceber o impacto dessa modalidade de geração na sobrecontratação das distribuidoras, o que torna inevitavelmente indevida atribuição da sobra como sendo voluntária, como também empurra a resolução do problema possivelmente por meio do MVE onde o risco da negociação será atribuído à concessionária de distribuição.</i></p> <p><i>Corroborando a tese de que toda e qualquer sobra atualmente tem mais chance de ser resolvida por vias do MVE tem-se a afirmação da ANEEL no parágrafo 139 da NT 64/2020:</i></p> <p><i>139. Além disso, por considerarmos o MVE o melhor instrumento disponível para gestão contratual das distribuidoras, julgamos oportuna a expansão dos produtos disponíveis para oferta pelas distribuidoras dos seus excedentes contratuais, com a criação de produtos A-2, para vigência dois anos a frente, e de produtos com vigência mensal.</i></p> <p><i>(grifo nosso)</i></p> <p><i>De fato, o MVE pode ser uma boa solução considerando os desafios das distribuidoras de manter uma boa gestão contratual, tendo como referência a imposição legal vigente de manter sua contratação dentro dos limites regulamentares. Ocorre que a situação de normalidade para alcance do equilíbrio contratual por meio de mecanismos mais seguros do ponto de vista de exposição ao risco do preço foi se deteriorando mediante perturbação significativa oriunda da substituição do portfólio de energia existente pelo lastro de cotas a partir da Lei 12.783/2013. Na ocasião, as distribuidoras perderam a flexibilidade dos contratos de energia existente, restando-lhes recorrer a mecanismos que abarcassem os contratos de energia nova ainda que por</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>meio de venda de lastro, já que as usinas novas precisam da manutenção dos CCEARs como forma de garantia de financiamento junto ao banco. Nesta via passou-se a utilizar o MVE, que, nas regras atuais, imputa grande risco à distribuidora. Portanto, não é que o MVE seja a melhor opção para as distribuidoras, é que na falta de outro mecanismo mais seguro ele tem sido, de fato, o mecanismo mais promissor inclusive por oportunizar a participação de diversos compradores no ACL. No entanto, nos últimos processamentos observa-se que os resultados estão longe do esperado.</i></p> <p><i>Desde sua regulamentação, o MVE já foi processado em 8 oportunidades¹, com ampla participação de agentes do mercado. A análise de todas as rodadas do mecanismo demonstra que há bastante disposição para negociação. O volume total ofertado pelas distribuidoras em todos os produtos de todos os processamentos do MVE soma 41 GWmed, com uma participação média ponderada² de 41 ofertantes no mecanismo. Enquanto, do lado da demanda, o total de ofertas de compra é de 59 GWmed, com uma participação média ponderada de 441 demandantes.</i></p> <p><i>Das ofertas de venda e compra, 26 GWmed podem ser consideradas “potenciais”³, isto é, pares negociais poderiam ter sido formados caso houvesse preço satisfatório para a negociação. Porém, do montante total de ofertas potenciais, apenas 34 GWmed, ou 13,3%, foram efetivamente negociados nos processamentos históricos, o que indica que há forte dificuldade de se encontrar um preço de equilíbrio para a negociação.</i></p>		

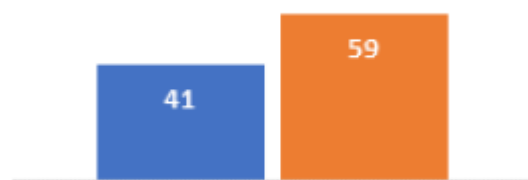
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																													
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa																																																									
		<p align="center">Total de Ofertas de Venda e Compra por Processamento e Produto dos MVEs</p>  <table border="1"> <caption>Data from the bar chart</caption> <thead> <tr> <th>Year</th> <th>Month</th> <th>Prazo (meses)</th> <th>Total Ofertas Venda (GW/med)</th> <th>Total Ofertas Compra (GW/med)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">2018</td> <td rowspan="3">dez</td> <td>3</td> <td>1,0</td> <td>5,9</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>1,8</td> <td>5,5</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>1,6</td> <td>6,6</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">2019</td> <td rowspan="3">mar</td> <td>3</td> <td>3,8</td> <td>1,1</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>1,5</td> <td>4,2</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>1,4</td> <td>4,1</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">2019</td> <td rowspan="3">set</td> <td>3</td> <td>2,9</td> <td>2,8</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>0,8</td> <td>5,3</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>1,3</td> <td>6,0</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">2020</td> <td rowspan="3">mar</td> <td>12</td> <td>1,4</td> <td>7,1</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>2,6</td> <td>1,8</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>6,2</td> <td>5,0</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">2020</td> <td rowspan="2">jun</td> <td>3</td> <td>7,8</td> <td>1,9</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>7,0</td> <td>2,2</td> </tr> </tbody> </table> <p align="center">Prazo (meses), Mês e Ano de Processamento</p>	Year	Month	Prazo (meses)	Total Ofertas Venda (GW/med)	Total Ofertas Compra (GW/med)	2018	dez	3	1,0	5,9	5	1,8	5,5	11	1,6	6,6	2019	mar	3	3,8	1,1	3	1,5	4,2	6	1,4	4,1	2019	set	3	2,9	2,8	3	0,8	5,3	6	1,3	6,0	2020	mar	12	1,4	7,1	3	2,6	1,8	6	6,2	5,0	2020	jun	3	7,8	1,9	6	7,0	2,2		
Year	Month	Prazo (meses)	Total Ofertas Venda (GW/med)	Total Ofertas Compra (GW/med)																																																									
2018	dez	3	1,0	5,9																																																									
		5	1,8	5,5																																																									
		11	1,6	6,6																																																									
2019	mar	3	3,8	1,1																																																									
		3	1,5	4,2																																																									
		6	1,4	4,1																																																									
2019	set	3	2,9	2,8																																																									
		3	0,8	5,3																																																									
		6	1,3	6,0																																																									
2020	mar	12	1,4	7,1																																																									
		3	2,6	1,8																																																									
		6	6,2	5,0																																																									
2020	jun	3	7,8	1,9																																																									
		6	7,0	2,2																																																									

Quantidade de Ofertas de Venda e Compra por Processamento e Produto dos MVEs



Total de Ofertas (GWmed)

■ Venda ■ Compra



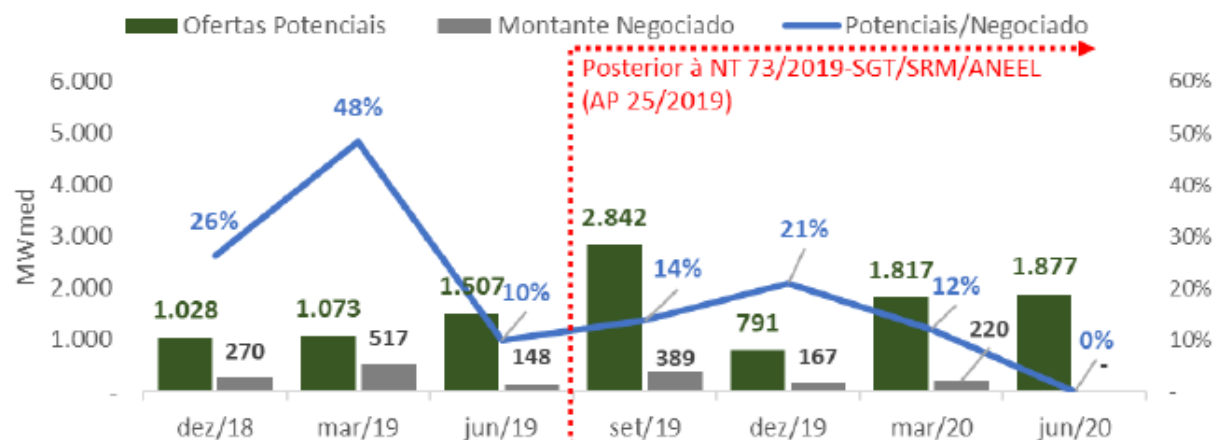
Ofertas Potenciais e Total Negociado (GWmed)

■ Potenciais ■ Negociado

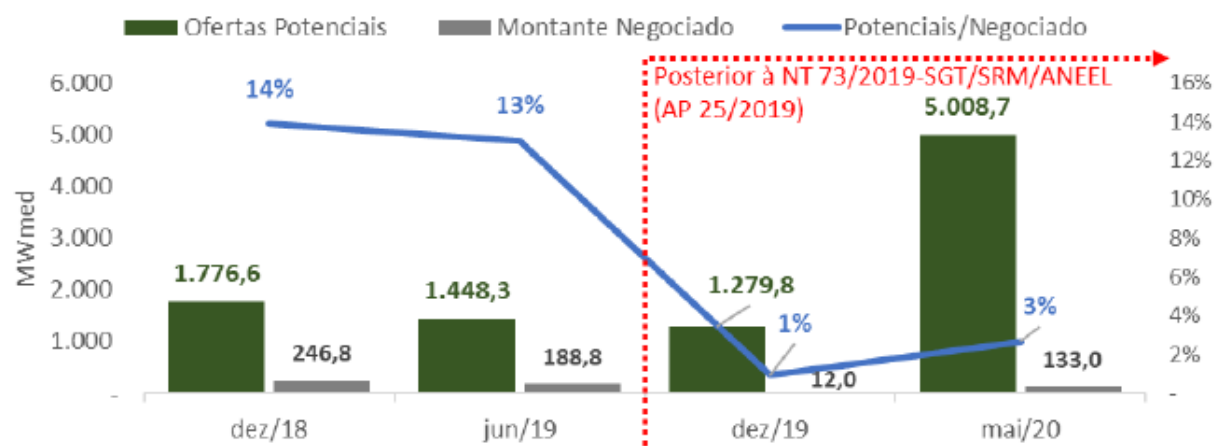


CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Essa dificuldade, de certa forma, poderia ser justificada nas rodadas iniciais do mecanismo, já que, tratando-se de novidade para as distribuidoras⁴, estas enfrentariam, em princípio, dificuldade para definir o preço de oferta a medida que amadurecerem seu entendimento sobre o funcionamento do mecanismo. Todavia, essa dificuldade é acentuada, pois, até agora, as regras sobre efetiva apuração de resultado das negociações quando da oportunidade dos seus processos tarifários ainda está sob análise da ANEEL (cuja proposta foi apresentada na Audiência Pública nº 25/2019) o que gera bastante incerteza quanto aos efeitos efetivos da participação no mecanismo pelas distribuidoras.</i></p> <p><i>No entanto, com relação ao amadurecimento sobre o funcionamento do mecanismo acredita-se que isso seria solucionado no decorrer do tempo, de forma que se refletisse num volume maior de negociação em relação ao total de oferta potencial a cada novo processamento do mecanismo. Para que isso fosse verificado, fez-se a comparação, a cada rodada, dos resultados das negociações de produtos trimestrais e semestrais. O que se conclui é o contrário, houve redução do montante negociado relativamente às ofertas potenciais entre as primeiras rodadas do mecanismo e as mais recentes.</i></p>		

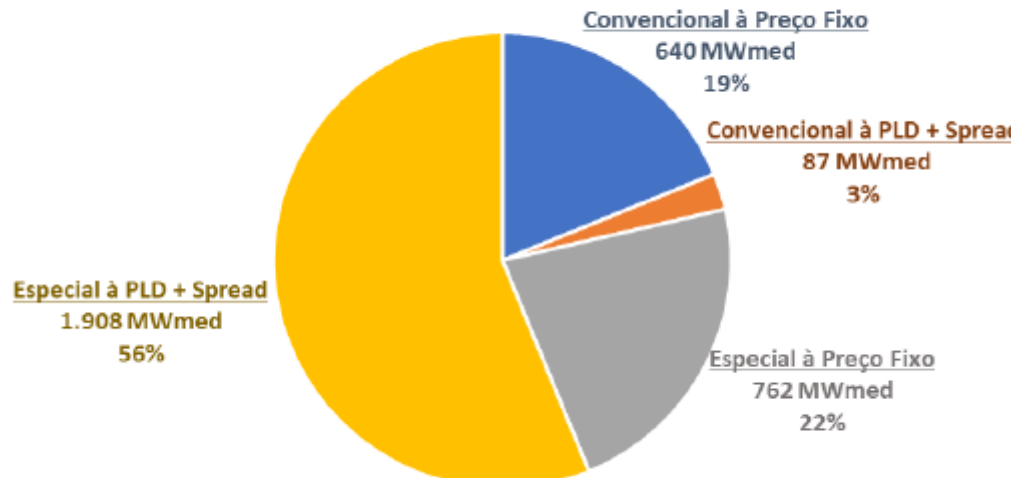
Ofertas Potenciais e Montante Negociado no MVE Produtos de 3 Meses



Ofertas Potenciais e Montante Negociado no MVE Produtos de 6 Meses



CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Denota-se também dos dados históricos que houve notória queda dos volumes negociados especialmente após a abertura da AP 25/2019, onde a ANEEL apresentou a proposta de um tratamento tarifário do resultado do MVE para as Distribuidoras. A proposta da ANEEL aparentemente desestimulou a participação das distribuidoras, com reflexos nos preços ofertados por aquelas que mantiveram sua participação no MVE. Naturalmente, a falta de definição do repasse tarifário das operações do MVE ou a definição de regras muito restritivas imputa riscos à tomada de decisão dos agentes de distribuição, sendo fundamental, portanto, a adequada regulamentação do tema pela ANEEL. Sem isso será inócuo qualquer esforço de ajustar o mecanismo, seja com relação a ampliação dos produtos disponíveis e ampliação do limite de venda de 15% para 30% da carga das distribuidoras, ou ainda outras inovações sugeridas pelos agentes nesta Consulta Pública.</i></p> <p><i>De outro lado, importa analisar quais tipos de produto que têm sido efetivamente negociados via MVE, isto é, que tipo de energia tem sido mais negociada (convencional ou convencional especial) e como tem se dado os preços negociados (fixos ou PLD + spread). Observa-se que as negociações de energia especial têm sido muito mais presentes do que as de energia convencional no MVE; 78% de toda a energia negociada foi do tipo especial. Além disso, observa-se que 59% do total negociado tem se dado à PLD + spread, o que indica forte aversão a risco das distribuidoras em negociar produtos à preço fixo, ou que, de outro lado, não foi possível chegar à um preço de equilíbrio entre os ofertantes e demandantes para esses produtos.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																			
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa															
		<p style="text-align: center;"><u>Total Negociado nas Rodadas Históricas do MVE</u></p>  <table border="1"> <caption>Data from Pie Chart</caption> <thead> <tr> <th>Category</th> <th>Value (MWmed)</th> <th>Percentage</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Especial à PLD + Spread</td> <td>1.908</td> <td>56%</td> </tr> <tr> <td>Especial à Preço Fixo</td> <td>762</td> <td>22%</td> </tr> <tr> <td>Convencional à Preço Fixo</td> <td>640</td> <td>19%</td> </tr> <tr> <td>Convencional à PLD + Spread</td> <td>87</td> <td>3%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Na ótica dos compradores, ressalta-se que as negociações à PLD + spread ocorrem quando há escassez de lastro de energia ou má alocação da mesma no mercado livre. Assim, estes demandantes eventualmente aceitam incorrer no risco de volatilidade do PLD e, adicionalmente, pagam prêmio, para mitigar o risco de sofrer com penalidades. Isso ocorreu notoriamente nos últimos anos no mercado de energia especial, onde a demanda esteve maior do que a oferta no ACL, enquanto havia sobras relevantes contratuais deste tipo de energia no ACR. Portanto, justifica-se as vendas majoritariamente terem ocorrido no mercado de energia especial à PLD + spread.</p> <p>Ocorre que, como o mercado de energia especial é inferior ao mercado de energia convencional, em um momento como o atual, onde há relevante sobra generalizada de energia para as distribuidoras, entende-se</p>	Category	Value (MWmed)	Percentage	Especial à PLD + Spread	1.908	56%	Especial à Preço Fixo	762	22%	Convencional à Preço Fixo	640	19%	Convencional à PLD + Spread	87	3%		
Category	Value (MWmed)	Percentage																	
Especial à PLD + Spread	1.908	56%																	
Especial à Preço Fixo	762	22%																	
Convencional à Preço Fixo	640	19%																	
Convencional à PLD + Spread	87	3%																	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>que, se não houver atratividade para estas negociarem energia também no mercado convencional e/ou a preço fixo, tendo como base o resultado dos processamentos do MVE já realizados, haverá bastante dificuldade de utilizar esse mecanismo efetivamente para gestão do portfólio das distribuidoras.</i></p> <p><i>Um dos fatores relevantes que impedem o sucesso do MVE como principal ferramenta de redução da sobrecontratação das distribuidoras é a oferta de volumes significativos de energia por um prazo curto, justamente em momentos em que o mercado pode estar prioritariamente com sobras. A consequência esperada é um volume pequeno de transações a preços normalmente desfavoráveis ao vendedor (distribuidora). O mesmo ocorre com o MCSD: desequilíbrios de mercado, mesmo que momentâneos, uniformizam as distribuidoras (por exemplo, com sobras em comum), inviabilizando trocas.</i></p> <p><i>É importante notar que o MVE, como atualmente desenhado, tem baixo potencial para reduzir a sobrecontratação das distribuidoras em momentos onde há retração da carga – exatamente o que, infelizmente, estamos vivenciando, podendo ser este um cenário recorrente no horizonte à frente. Quando todas ou a grande maioria das distribuidoras está sobrecontratada em volumes expressivos, pode não haver compradores suficientes para este excesso de energia; a sobrecontratação involuntária acaba recaindo sobre o consumidor, que no final, arca com o sobrecusto de um sistema criado justamente para o oposto: promover a modicidade.</i></p> <p>Propostas de aprimoramentos para o MVE</p> <p><i>Tendo todo o exposto na sessão anterior, conclui-se que a proposta trazida pela NT 64/2020, qual seja, a criação de produtos adicionais ao MVE e a permissão para rodadas adicionais extraordinárias do mecanismo, é bem-vinda conforme já dito anteriormente, mas certamente não será suficiente para dar maior efetividade ao mecanismo. Conclui-se, assim, que, além da criação de novos produtos, as regras do MVE precisam ser primeiramente definidas além de rediscutidas, de forma a tornar o mecanismo mais atrativo para a participação das distribuidoras. Dado o contexto que vivenciamos, essa rediscussão de regras se torna ainda mais urgente, sob o risco de imputar enorme prejuízo aos consumidores e distribuidoras.</i></p> <p><i>Nessa ótica, sabendo-se que o MVE se trata de mecanismo centralizado, com ampla possibilidade de participação dos agentes de mercado e, eventualmente, com regras bem definidas, é razoável admitir que</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>qualquer negociação através do mecanismo pode ser considerada eficiente no sentido de refletir as melhores condições de mercado naquele momento. Isso fica ainda mais evidente quando se considera que o preço final de todos os contratos negociados no MVE não são necessariamente aqueles ofertados individualmente pela distribuidora, mas o preço de equilíbrio do mecanismo.</i></p> <p><i>Sendo assim, entende-se que como dispensável a apuração do resultado de cada operação no MVE com base no PLD que se verificar posteriormente à sua realização, já que, como destacado anteriormente, o preço de cada negociação no MVE pode ser considerado eficiente, além de que, um dos objetivos principais das negociações de energia para as distribuidoras é proteger o portfólio contra variações do PLD.</i></p> <p><i>Diante do exposto, no sentido de aprimorar o MVE, propõe-se que o mecanismo preveja produtos de prazos mais alongados, com duração de 3 a 5 anos, por exemplo. Estes produtos são essenciais para evitar que a conjuntura de preços de curto prazo torne inviável as negociações no mecanismo. Em produtos de prazos mais alongados, os preços tendem a refletir melhor as condições estruturais do mercado, o que traria possibilidades mais abrangentes para a gestão do portfólio para as distribuidoras, ao encontro do que se pretende na presente CP.</i></p> <p><i>Para tanto, ressalta-se novamente a necessidade de fortalecer as regras do MVE para garantir maior adesão das distribuidoras a produtos a preço fixo. Isso porque as negociações à PLD + spread ficam prejudicadas para produtos de prazos mais longos, já que, quanto maior o prazo de negociação, maior é a aversão ao risco dos agentes de mercado às variações do PLD. Aliás, este é o objetivo principal das contratações de médio e longo prazo, prover estabilidade financeira ao fluxo de caixa dos agentes.</i></p> <p><i>Com relação aos processamentos do mecanismo, a Resolução Normativa nº 814/2018 já prevê, mas apenas para os produtos trimestrais que ocorrem anualmente (alínea a, b e c, do inciso I, do Artigo 3º da Resolução Normativa nº 814/2018), que o MVE ocorra somente após a realização do MCSDEN. Sendo assim, entendemos como razoável que os processamentos semestrais e trimestrais do MVE (respectivamente inciso II e III, do Artigo 3º da Resolução Normativa nº 814/2018), além dos novos produtos a serem criados também ocorram após os processamentos de MCSDEN.</i></p> <p><i>Por fim, ainda se tratando de pontos que impedem a plena e eficiente utilização do MVE como vaso comunicante entre ACR e ACL a partir das sobras contratuais das distribuidoras tem-se a indefinição sobre os</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>montantes de energia involuntária, cuja divulgação está represada desde o ano de 2016. Atualmente a defasagem da divulgação dos volumes de energia reconhecidos como involuntários tem dificultado as decisões das distribuidoras no tocante a escolha de qual modalidade participar, se preço fixo ou PLD + spread. Além disso é necessário dar celeridade a regra para mensurar também as sobras involuntárias atribuídas à COVID-19, cujo direito foi determinado por meio do Decreto 10.350/2020. Sem a definição dos montantes de sobrecontratação involuntária, sejam eles oriundos do atual regramento ou extraordinários por conta da crise da pandemia, as empresas terão que lidar com mais um fator de incerteza, além dos preços a serem ofertados, uma vez que sobras voluntárias ou involuntárias sofrem repasses tarifários distintos.</i></p> <p>3.1.2 MCSDEN</p> <p><i>Observa-se que desde 2019 a efetividade dos MCSDEN anuais tem sido relativamente baixa, em razão da escassez das declarações de déficits frente às sobras das distribuidoras, e obviamente também em função do impedimento da participação de geradores em operação comercial. Tal impedimento ocorreu a partir da publicação da REN nº 824/2018 que além de instituir o MVE, promoveu alterações na REN nº 693/2015. De acordo com a análise da ANEEL na ocasião da Audiência Pública - AP 70/2017 havia uma situação de desequilíbrio para o consumidor final que estaria sofrendo prejuízos nas descontrações de contratos baratos via MCSDEN.</i></p> <p><i>Tendo em mente esta preocupação da ANEEL, evidenciada desde a AP 70/2017 e reiterada novamente na presente CP 37/2020 o desafio, portanto, seria empreender ajustes no mecanismo que permitissem a redução da sobrecontratação das distribuidoras sem, no entanto, penalizar o consumidor. Porém, uma vez que a sobrecontratação causada pela pandemia, tida como involuntária, já será atribuída ao consumidor, num cenário de PLD baixo, há que se levar em consideração que a eficácia do mecanismo terá o potencial de reduzir um prejuízo que sabidamente será atribuído ao consumidor, sendo, portanto, uma conjuntura bastante diferente daquela situação de normalidade vivenciada à época da AP 70/2017.</i></p> <p><i>Considerando o atual contexto, como forma de potencializar o MCSDEN propomos adicionalmente:</i></p> <p><i>a) <u>Para geradores cujos empreendimentos não se encontram em operação comercial</u></i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Que seja permitida a oferta de redução também nos MCSDEN A-0, a exemplo do que ocorre nos mecanismos A-1, possibilitando a participação não só dos geradores em atraso como também daqueles geradores que passaram por processo de redução da garantia física ou que por algum motivo estejam com a sua operação comercial suspensa. Observe que a inovação não seria apenas com relação à participação dos geradores para descontratar dentro do ano corrente (A-0) mas também a ampliação do leque de geradores participantes cuja ampliação mantém resguardada forte justificativa na linha daquilo que se defende para os casos de geradores em atraso, ou seja, a dificuldade de cumprir seus compromissos contratuais.</i></p> <p><i><u>b) Para geradores cujos empreendimentos estejam em operação comercial</u></i></p> <p><i>As propostas de ajustes contratuais contidos na CP 37/2020 são prioritariamente direcionadas à mitigação do impacto da pandemia de COVID-19. Sendo assim, eventuais ajustes podem ser implementados de forma excepcional, com duração limitada pelo regulador.</i></p> <p><i>Portanto, propomos que excepcionalmente no período em que perdurar os impactos da pandemia no mercado das distribuidoras seja permitida a cessão de lastro das distribuidoras para os geradores em operação comercial caso haja sobras remanescentes após cessões entre as distribuidoras.</i></p> <p><i>Essa proposta não geraria uma descontratação, mas sim o registro de um contrato virtual entre distribuidora (vendedor) e gerador em operação comercial interessado (comprador), ao preço do seu contrato, onde o montante naturalmente estaria limitado ao volume contratado no ACR. Esse lastro seria definido como convencional ou IO, para evitar os efeitos negativos à CDE descritos pela SRM, de maneira similar ao que já ocorre no MVE.</i></p> <p><i>Com relação aos produtos a serem ofertados no MCSDEN para os geradores em operação comercial seria necessário que fossem produtos mais longos para superar o desestímulo provocado pelo PLD baixo no curto prazo. Como limite temporal tem-se como plausível os efeitos da crise perdurando no médio prazo.</i></p> <p><i>Com base nas projeções, poderiam ser definidos produtos cujo início se daria já a partir de mês do ano corrente, como por exemplo iniciando no mês subsequente ao do processamento do MCSDEN, tendo como data fim dezembro de 2023, que consiste num horizonte de tempo futuro suficiente e justificável como</i></p>		

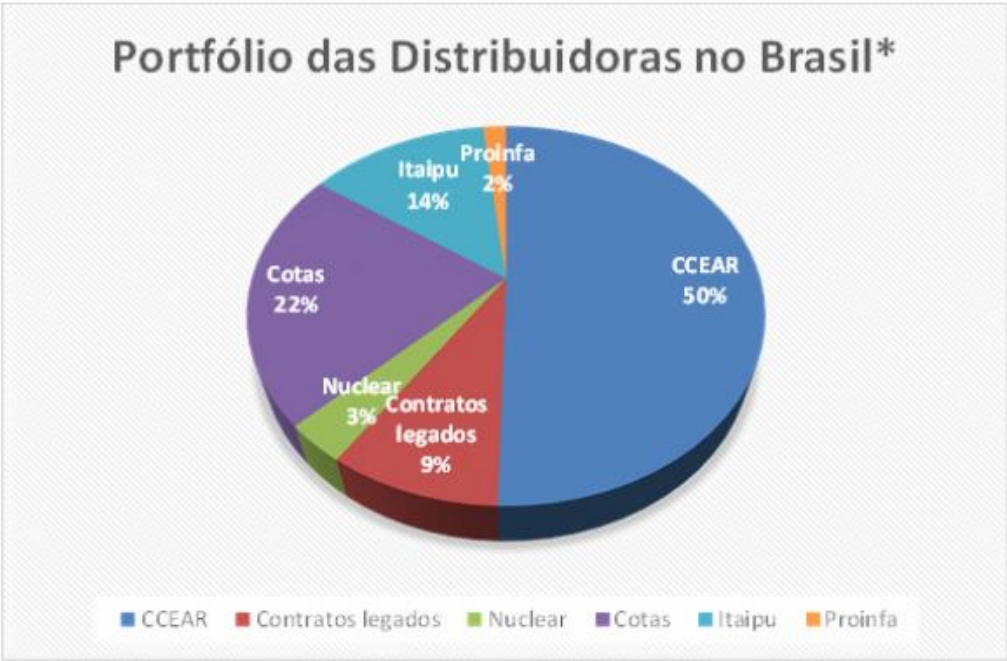
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>impacto remanescente da crise COVID-19, como também torna a negociação interessante para o gerador uma vez que permite reverter os prejuízos amargados no curto prazo onde a expectativa de PLD é baixa. Adicionalmente aos pontos até então abordados, com relação aos produtos de longo prazo, atualmente a regulamentação já prevê os produtos A-N e AN+, que são respectivamente, vigência de 12 meses para um ano civil N anos à frente daquele do processamento e vigência de N anos a partir do ano seguinte ao ano de processamento.</i></p> <p><i>Especificamente sobre o produto AN+, a distribuidora precisa ter minimamente sua contratação de energia na mesma direção durante os N anos de vigência do produto para que sua participação faça sentido. Em outras palavras, considere o seguinte exemplo para um produto A4+: se nos próximos três anos a distribuidora estiver potencialmente sobrecontratada, mas no quarto ano ela estiver potencialmente exposta ou enquadrada, será necessário avaliar se de fato ela pode participar deste produto para não prejudicar o último ano e, se sim, com certeza será um pouco mais conservadora.</i></p> <p><i>Dito isso, entendemos ser de fácil implementação e com potencial ganho de efetividade, se até o ano N do produto principal, a distribuidora pudesse escolher os subprodutos que melhor se encaixem em seu portfólio, portanto do ano A+1 quando sua vigência se inicia, até o ano A+N. A proposta não será exaustivamente detalhada, porém são levantadas algumas percepções para mostrar de forma simplificada que há viabilidade de implementação sem grandes alterações e que potencialmente aumentará a efetividade do mecanismo. Identificamos duas formas simples de se propor essa melhoria do MCSDEN de longo prazo, não excludentes entre si:</i></p> <p><i>i) É possível perceber o produto AN+ como uma composição de N produtos A-n, de forma que cada distribuidora possa ofertar um volume específico para cada ano e como os produtos são para um ano civil, as declarações podem ser feitas no mesmo momento de formas independentes.</i></p> <p><i>ii) Também é possível quebrar o produto maior AN+ em subprodutos menores A(N-x)+, sendo $x < N$. Para esse caso são necessárias rodadas sequenciais com priorização de produtos, ou seja, será necessário escolher um produto principal e após seu processamento permitir rodadas adicionais. Para esse caso as declarações serão dependentes, diferentemente do caso anterior, e, portanto, devem ser redeclaradas a cada rodada, pois os processamentos afetarão mais de um ano de uma vez. No exemplo</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>do A4+, é possível rodar prioritariamente o A4+, na sequência, em posse do resultado da etapa anterior, processaria o A3+ e assim sucessivamente, por exemplo.</i></p> <p><i>Analisando sob a ótica de trocas entre distribuidoras, cessões, ambas as opções indicam além de não haver prejuízo quando comparado ao modelo atual, possibilidade de incremento na efetividade do mecanismo. Há um ponto de atenção apenas para a segunda opção, quanto à priorização dos produtos, a efetividade pode depender do produto que for escolhido como o primeiro das rodadas.</i></p> <p><i>Analisando sob a ótica das ofertas de redução pelos geradores, é necessária a abertura da declaração em subprodutos, bem como já existe hoje no MCSDEN A-1, podendo o mesmo ofertar para 12 meses, 9 meses, 6 meses e 3 meses. Para os casos propostos é preciso que os subprodutos sejam anuais ou produtos menores que o limitante AN+, mas não parece precisar de nenhuma metodologia diferente do que já existe hoje em termos de processamento, seja de MCSDEN, seja de MVE.</i></p> <p><i>São alternativas para potencializar a efetividade de um mecanismo atual, que não resolvem problemas estruturais, mas que podem ajudar.</i></p> <p>3.1.3 Acordos Bilaterais</p> <p><i>Observa-se basicamente os mesmos problemas enfrentados no MCSDEN. Sendo assim, também com foco em mitigar o impacto da pandemia de COVID-19, propomos que sejam elegíveis não só dos geradores em atraso como também aqueles que por algum motivo estejam com a sua operação comercial suspensa.</i></p> <p><i>Com relação aos geradores em operação comercial, propõe-se a participação dos mesmos de forma excepcional em função da crise vivenciada empreendendo-se, no entanto, os seguintes ajustes no mecanismo especificamente para este grupo de geradores:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Que a redução contratual seja efetuada também como o registro de um contrato virtual entre distribuidora (vendedor) e gerador em operação comercial interessado (comprador), ao preço do seu contrato, onde o montante naturalmente estaria limitado ao volume contratado junto à distribuidora, sendo o lastro definido como convencional ou IO, para evitar os efeitos negativos à CDE;</i> <i>• Que para essas reduções voltasse a ser calculado o componente financeiro tal como previa o Art. 3º da Resolução Normativa nº 711/2016, antes de ser modificada pela Resolução Normativa nº 824/2018,</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>onde outrora o efeito do acordo bilateral de CCEAR seria refletido no processo de reajuste ou revisão tarifária da distribuidora subsequente à contabilização do acordo na CCEE, mediante a utilização de álgebra contida no Submódulo 4.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Propomos como inovação, no entanto, que em caso de bônus o benefício seja repassado integralmente para a tarifa.</i></p> <p><i>Entendemos que o aprimoramento sugerido tem potencial para ampliar a efetividade dos acordos bilaterais, buscando atuar de forma a proteger os consumidores de efeitos nocivos verificados no passado quando os geradores em operação podiam participar e acabavam por aumentar o subsídio pago via CDE referente às usinas com desconto na TUSD uma vez que ofertavam a energia com desconto no ACL.</i></p> <p>3.2 Análise de Outros Mecanismos para Ajuste Contratual</p> <p><i>Na estruturação da Nota Técnica nº 64/2020 da ANEEL as propostas foram separadas em ações de curto prazo e ações de médio e longo prazos. As ações de curto prazo visam solucionar o problema iminente enfrentado em 2020 e que, portanto, representam ações pontuais que não trazem alterações significativas nos mecanismos vigentes. Já as ações de médio e longo prazo são ações mais estruturadas, buscando tratar o problema de maneira mais ampla sendo necessário, no entanto, um aprofundamento maior. Utilizamos esta mesma lógica para apresentar outras propostas que, embora fora do escopo desta consulta pública, representam sugestões que podem ser objeto de discussões futuras.</i></p> <p>3.2.1 Ações de Curto Prazo</p> <p>Redução do Lastro de Cotas</p> <p><i>Sabe-se que a implementação desta medida é de competência do Ministério de Minas e Energia - MME, mas é importante trazer o tema para discussão com a ANEEL, contando com o seu usual apoio para interlocução junto ao MME e sabendo da importância e do peso que a Agência tem para o tema.</i></p> <p><i>Atualmente já existe uma redução de 10% no lastro de garantia física das usinas cotistas para cobertura dos efeitos da perda na rede básica, consumo interno e do GSF (risco hidrológico). No entanto, devido a</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>conjuntura de baixa hidrologia vivenciada nos últimos anos, a análise do comportamento destes componentes demonstra que o percentual atual de contratação de 90% não tem sido suficiente para representar a realidade da energia alocada a estas usinas no MRE.</i></p> <p><i>Pela análise do histórico dos últimos anos, verifica-se que as usinas hidrelétricas têm gerado abaixo do valor registrado de Garantia Física (GF) por ocasião da baixa hidrologia conjuntural, o que é representado por GSFs mais afundados. Com base nos dados do InfoMercado da CCEE calcula-se que o percentual médio de energia alocada sobre a GF das usinas cotistas foi de 74,6% em 2017, de 79,2% em 2018 e de 78,2% em 2019. Em 2020, o cenário deve ser repetir, mesmo que em menor intensidade devido ao cenário hidrológico mais favorável que o dos últimos anos no SE/CO e NE. Este fato tem repercussão tanto na gestão de curto prazo quanto na gestão contratual e influencia fortemente a questão do repasse do risco hidrológico para os consumidores finais.</i></p> <p><i>As distribuidoras estão enfrentando um período de sobrecontratação estrutural, o que é influenciado pela consideração de um volume representativo de contratos advindos das usinas cotistas que não se verificam, por ocasião da conjuntura hidrológica atual. Entendemos que, diante do atual momento, é necessária a reavaliação do percentual de contratação do lastro de cotas visando o ajuste entre o que está sendo contratado e a conjuntura do MRE.</i></p> <p><i>De forma a evitar a mudança regulatórias constantes nestes percentuais de lastro de cotas, poder-se-ia estabelecer regras e um mecanismo que fosse ajustando estes percentuais ao longo do tempo de modo a permitir que o lastro de cotas estivesse em patamares próximos à energia alocada à estas usinas ao longo do tempo.</i></p> <p><i>Diante do exposto, sugerimos a reavaliação do percentual de contratação do lastro de cotas de garantia física já para o ano de 2020.</i></p> <p>Leilão de Descontratação de Usinas com CVU Elevado</p> <p><i>Devido ao cenário atual do país, o acionamento de termoeletricas com CVU elevado é algo extremamente improvável. Estudos indicam que o despacho esperado para as termoeletricas com CVU superiores a R\$400/MWh é inferior a 1% para os próximos anos.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>A realização de um leilão para desconstratação de térmicas com CVU elevado apresenta-se como um mecanismo com expectativa elevada de efetividade. Pois, além de ser benéfico para as distribuidoras, que teriam redução da sobrecontratação e alívio de caixa, é benéfico também para os geradores que teriam antecipação de receita. Vale destacar que a proposta é que a participação dos geradores no mecanismo seja voluntária não gerando nenhum impacto para os que optem em não participar do mecanismo.</i></p> <p><i>Hoje temos no sistema 38 usinas com CVU superiores a R\$400/MWh, totalizando uma capacidade de 3.900 MW, garantia física de 2.450 MWmed e Receita Fixa de R\$ 2,8 bilhões por ano. A proposta é que os geradores ofereçam deságio para receber a antecipação da Receita Fixa e encerrar antecipadamente os CCEARs. Os vencedores do leilão de desconstratação seriam os geradores que ofertassem os maiores deságios. A antecipação da receita seria coberta por um empréstimo a ser repassado às tarifas. Estima-se que o benefício do mecanismo para os consumidores seja de até 0,5% de redução tarifária devido ao deságio.</i></p> <p><i>Sugere-se que o mecanismo seja implementado ainda em 2020, prioritariamente, com expectativa elevada de efetividade.</i></p> <p>3.2.2 Ações de Médio e Longo Prazo</p> <p>Flexibilização Contratual e Sazonalização de Contratos</p> <p><i>Realizando análise do portfólio das distribuidoras do Brasil em 2019, observa-se que apenas 50% dele é composto por CCEARs. Ou seja, as distribuidoras possuem possibilidade de gestão através dos mecanismos existentes de apenas 50% do portfólio. Neste contexto, mecanismos que flexibilizem a posição contratual das distribuidoras são de extrema importância e apresentam-se como uma melhoria para o modelo atual de contratação possibilitando as distribuidoras a mitigação de riscos de sobre ou subcontratação.</i></p>		

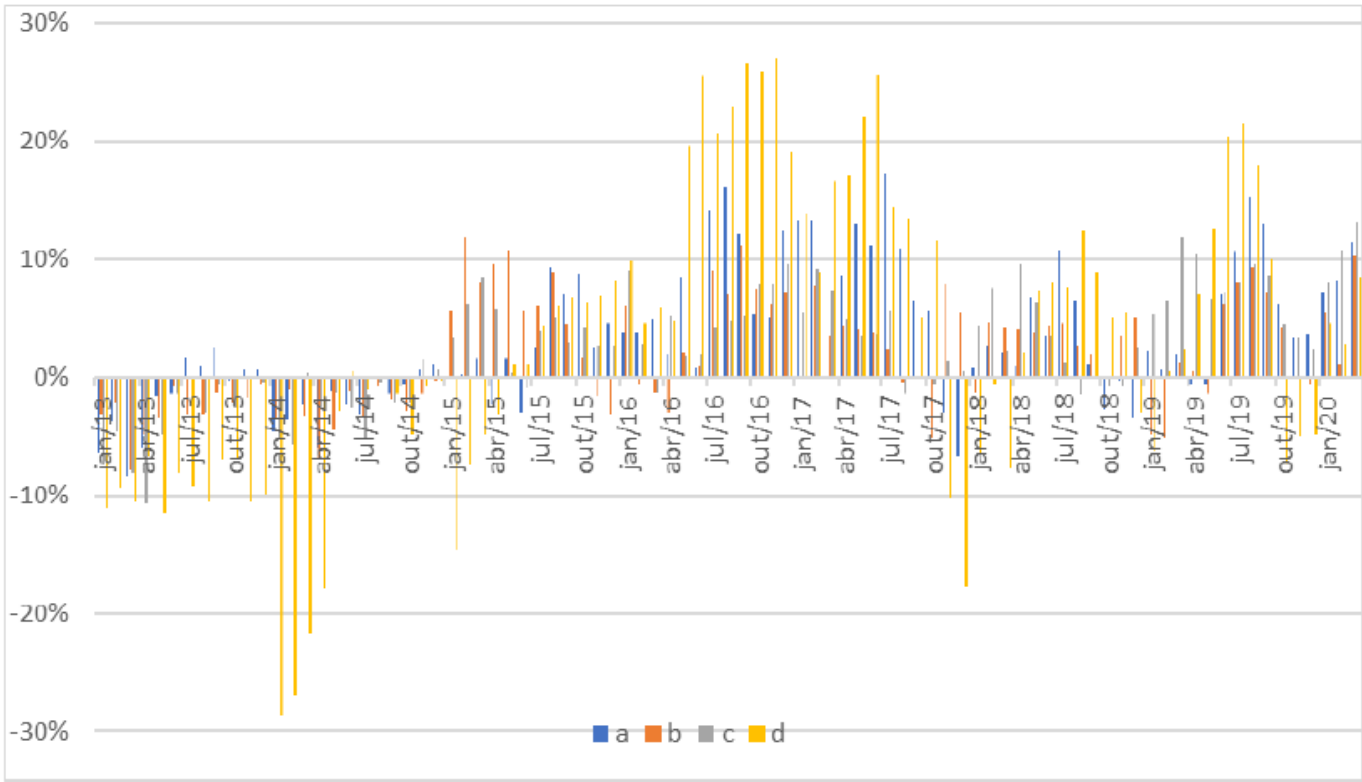
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																		
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa														
		<p style="text-align: center;">Portfólio das Distribuidoras no Brasil*</p>  <table border="1"> <caption>Portfólio das Distribuidoras no Brasil*</caption> <thead> <tr> <th>Entidade</th> <th>Porcentagem</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CCEAR</td> <td>50%</td> </tr> <tr> <td>Cotas</td> <td>22%</td> </tr> <tr> <td>Itaipu</td> <td>14%</td> </tr> <tr> <td>Contratos legados</td> <td>9%</td> </tr> <tr> <td>Nuclear</td> <td>3%</td> </tr> <tr> <td>Proinfa</td> <td>2%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: CCEE - InfoMercado Dados Gerais (2019); InfoReduções Contratuais (Jan/20); InfoMVE (Mar/20)</p> <p><i>Propomos que os contratos para novos leilões do ambiente regulado sejam repensados para inclusão de cláusulas que permitam uma flexibilidade contratual vinculada ao nível de consumo/carga das distribuidoras. Tal mecanismo já é amplamente utilizado em contratos celebrados no mercado de contratação livre de energia e poderia ser uma nova e ótima opção para aumentar a gestão do portfólio das distribuidoras no Brasil.</i></p> <p><i>Não se pretende aqui detalhar minuciosamente como funcionaria este “exercício” de flexibilidade pelas distribuidoras, sua periodicidade, as regras de repasse e outros itens que precisariam ser mais aprofundados.</i></p>	Entidade	Porcentagem	CCEAR	50%	Cotas	22%	Itaipu	14%	Contratos legados	9%	Nuclear	3%	Proinfa	2%		
Entidade	Porcentagem																	
CCEAR	50%																	
Cotas	22%																	
Itaipu	14%																	
Contratos legados	9%																	
Nuclear	3%																	
Proinfa	2%																	

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Mas simulações iniciais mostram que é possível desenvolver contratos com flexibilidades de montantes que atendessem o interesse de geradores/comercializadores, distribuidoras e consumidores finais. Para exemplificar a potencialidade destes contratos com montantes flexíveis, simulou-se com alguns números a repercussão para cada categoria de agente.</i></p> <p><i>Sob a ótica do gerador/comercializador, oferecer uma flexibilidade no montante vendido de energia significa a assunção de um risco que hoje não existe nos CCEARs. Portanto, é óbvio que para manter a atratividade econômica/financeira destes contratos, esta flexibilidade/risco deve ser precificada. Apenas como exemplo, vamos supor que um determinado gerador/comercializador realizou a venda de um CCEAR sem flexibilidade por um prazo de 1 ano com montante de 1.000 MW médios e preço de R\$172/MWh. Nesta situação, independentemente de qualquer fator, exceto inadimplência, o gerador/comercializador teria no final deste contrato recebido uma receita de R\$1,5 bilhão.</i></p> <p><i>Imaginemos agora, que este mesmo contrato de 1.000 MW médios pudesse ser reduzido pelo comprador para 900 MW médios, ou seja, uma flexibilidade de -10% do valor de face do contrato. Caso o preço continuasse em R\$172/MWh, o gerador estaria abrindo mão de receber de seu comprador uma receita de R\$150 milhões. No entanto, estes 100 MW médios que deixarem de ser entregues bilateralmente seriam liquidados ao PLD que, no pior caso, estaria em seu valor piso de R\$39,68/MWh, gerando um recebimento adicional de R\$35 milhões na liquidação da CCEE. No final das contas, o gerador receberia neste contrato, tanto bilateralmente, quanto da CCEE, um total de R\$1,4 bilhão, ficando com um déficit de receita de R\$115 milhões, o que não faria sentido econômico para o vendedor.</i></p> <p><i>Para evitar este desequilíbrio, no caso mais pessimista, o gerador/comercializador deveria ofertar este contrato de 1.000 MW médios com flexibilidade de -10% por um preço de R\$186,70/MWh, pois desta forma, mesmo que o contrato ficasse em seu montante mínimo e o PLD estivesse no piso ele teria no final do contrato uma receita igual ou maior que o contrato sem flexibilidade vendido a R\$172/MWh.</i></p> <p><i>Na prática, isso significa dizer que o gerador/comercializador venderia, no pior caso, um contrato com flexibilidade de -10% por um preço 8,5% mais alto que um contrato sem flexibilidade. Para se ter uma referência de valores, caso o gerador/comercializadora quisesse se proteger de uma redução do PLD até</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>R\$93/MWh (menor PLD médio anual dos últimos 5 anos) o incremento no preço do contrato seria de apenas 5,4%.</i></p> <p><i>Sob a ótica do distribuidor e consumidor, os contratos com flexibilidade poderiam também apresentar resultados bastante interessantes. Para tanto apresenta-se duas simulações a seguir.</i></p> <p><i>Caso 1)</i></p> <p><i>Consideremos que a distribuidora possua em seu portfólio 1.150 MWmed de contratos compulsórios (Cotas, Itaipu, Proinfa, Angra) que custam R\$230/MWh. Ou seja, um custo anual de R\$2,3 bilhões. Além disso, ela comprou exatamente o CCEAR do gerador/comercializador apresentado anteriormente de 1.000 MWmed por um preço de R\$172/MWh, totalizando R\$1,5 bilhão no ano. Além disso, temos essa distribuidora com carga de 2.050 MWmed o que a deixa com uma sobra de 100 MW médios que será liquidada, no pior caso, ao PLD piso de R\$39,68/MWh, o que geraria uma receita na liquidação de R\$35 milhões. No total, o custo com compra de energia desta distribuidora seria de R\$3,79 bilhões (contratos + liquidação CCEE) que, aplicando-se o critério de repasse até 105% significaria um repasse para o cliente final de 2.050 MWmed por um preço de R\$201,18/MWh, totalizando R\$3,79 bilhões. Como a distribuidora está com a contratação até 105% ela não sofre nenhum impacto/risco no repasse.</i></p> <p><i>Agora repliquemos o caso acima supondo um contrato com flexibilidade de -10%. Nesta situação de sobras e PLD baixo é natural que a flexibilidade seria “exercida” (independentemente do mecanismo) no mínimo contratual, ou seja, 900 MWmed por R\$186,70/MWh (preço do contrato com flexibilidade), totalizando R\$1,47 bilhão. Neste caso, não teríamos valores de liquidação na CCEE (sobra de 0 MWmed). Com isso, teríamos um custo total de compra de energia de R\$3,79 bilhões. Ou seja, o aumento de custo do contrato com flexibilidade foi completamente compensado pela eliminação da liquidação de sobras ao PLD, resultando no mesmo valor repassado ao consumidor. Na prática, aumento zero nas tarifas. Em um cenário menos conservador, onde o gerador/comercializador precificaria o contrato para se proteger de PLDs até R\$93/MWh, o repasse final para o consumidor seria reduzido para R\$3,74 bilhões, ou seja, uma redução nos custos de repasse de compra de energia de 1,13% que geraria uma redução tarifária de aproximadamente 0,46% (considerando que a compra de energia representa 40% da tarifa total).</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Caso 2)</i></p> <p><i>Consideremos agora que o único fator diferente do caso 1, apresentado anteriormente, seja a carga da distribuidora que agora será de 2.000 MWmed. Nesta situação essa distribuidora ficaria com uma sobra de 150 MWmed que será liquidada, no pior caso, ao PLD piso de R\$39,68/MWh, o que geraria uma receita na liquidação de R\$53 milhões. No total, o custo com compra de energia desta distribuidora seria de R\$3,77 bilhões (contratos + liquidação CCEE) que, aplicando-se o critério de repasse até 105% significaria um repasse para o cliente final de 2.100 MWmed por um preço de R\$200,23/MWh, totalizando R\$3,68 bilhões. O restante de sobra de energia acima de 105% (50 MWmed) ficaria como risco para a distribuidora e no cenário de PLD mínimo geraria um prejuízo de R\$70 milhões.</i></p> <p><i>Agora repliquemos a situação acima supondo um contrato com flexibilidade de -10%. Nesta situação de sobras e PLD baixo é natural que a flexibilidade seria “exercida” (independentemente do mecanismo) no mínimo contratual, ou seja, 900 MWmed por R\$186,70/MWh (preço do contrato com flexibilidade), totalizando R\$1,47 bilhão. Neste caso, teríamos uma liquidação na CCEE de uma sobra de apenas 50 MWmed, que ao PLD piso resultaria numa receita de R\$17,5 milhões. Com isso, teríamos um custo total de compra de energia de R\$3,77 bilhões. Aplicando os critérios de repasse até 105%, neste cenário a distribuidora ficaria com o risco de sobrecontratação zerado e o consumidor perceberia um aumento na parcela de compra de energia (no caso mais pessimista) de 2,4%, o que no cômputo total da tarifa representaria apenas 0,96% (considerando que a compra de energia representa 40% da tarifa total). No caso menos conservador, onde o gerador/comercializador precificaria o contrato para se proteger de PLDs até R\$93/MWh, o impacto final para o consumidor seria reduzido para apenas 0,48%.</i></p> <p><i>Os casos apresentados anteriormente demonstram a potencialidade dos contratos flexíveis. Mesmo assim, existem uma série de outros fatores benéficos ao consumidor e ao setor elétrico como um todo que não foram computados nas simples simulações realizadas:</i></p> <p><i>i) Aumento da liquidez financeira das distribuidoras que teriam mais condições de manter-se em níveis de contratação adequados, evitando a necessidade de realização de empréstimos que, no final do dia, acabam por ter seus custos arcados pelo consumidor final;</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>ii) Redução da sobrecontratação estrutural do sistema que nos últimos 5 anos tem sido foco das discussões e de implementação de mecanismos (MCSDEN, Acordos Bilaterais, MVE, etc.);</i></p> <p><i>iii) Com a evolução do aprendizado sobre este novo mecanismo, os geradores/comercializadoras tendem a reduzir os prêmios de risco solicitados para o oferecimento de flexibilidade, assim como já acontece nos contratos no mercado livre, onde esta opção de flexibilidade já é aplicada com sucesso a mais de 15 anos e cujos prêmios solicitados pelos vendedores são bastante reduzidos;</i></p> <p><i>iv) Os parâmetros de flexibilidade podem ser ajustados para cada leilão de maneira a maximizar os benefícios tarifários para os consumidores finais;</i></p> <p><i>O intuito da flexibilidade contratual é o de manter a distribuidora o mais próximo possível de 100% de contratação. Quanto mais próximo desta marca, menor a liquidação de sobras e déficits ao PLD e, portanto, menor o risco de preços assumidos tanto pela distribuidora, quanto pelo consumidor final. A distribuidora não possui ferramentas para gestão da volatilidade de curto prazo do PLD, diferentemente de um gerador/comercializador que pode fazer negociações pontuais para adequar sua posição muito rapidamente. De novo, a ideia aqui não é transformar a distribuidora numa comercializadora de energia, mas sim dar ferramentas para que ela seja capaz de se manter sempre o mais próximo possível da contratação de 100% de seu mercado, reduzindo seus riscos e também o dos consumidores finais. As palavras aqui são estabilidade e segurança, ao invés de risco e rentabilidade.</i></p> <p><i>Com este intuito e complementarmente aos contratos com flexibilidade (que focam na gestão dos montantes anuais de contratação) seria de suma importância rever os critérios de sazonalização de contratos de compra de energia das distribuidoras que possuem sazonalização flat para adequar as exposições mensais ao PLD. O gráfico abaixo mostra as liquidações mensais das 4 distribuidoras da Neoenergia e fica evidente o desequilíbrio dentro de um mesmo ano das liquidações mensais na CCEE.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>Contribuição CP 037/2020 – Aprimoramento dos mecanismos regulatórios destinados à gestão contratual pelas distribuidoras, visando a mitigação do impacto da pandemia de COVID-19</p>  <p>No ano de 2019, por exemplo, as distribuidoras da Neoenergia ficaram em média 3,9% sobrecontratadas, mas ao se analisar o mês-a-mês ocorreram várias liquidações de energia de mais de 10% do portfólio. Este efeito poderia ser significativamente reduzido caso uma parcela maior de contratos, em especial os CCEARs</p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>por disponibilidade, Angra e Itaipu pudessem ser sazonalizados de acordo com a carga. Desta forma, uma outra sugestão seria a avaliação da possibilidade de sazonalização de todos os contratos das distribuidoras pela carga.</i></p> <p><i>Concluindo, em relação a implantação de contratos com flexibilidade entende-se ser uma opção extremamente interessante para todos os agentes do setor. Para os geradores/comercializadores, a possibilidade de ofertar flexibilidade com prêmios de risco no preço abre uma nova forma de rentabilizar ainda mais estes contratos através de uma gestão de riscos adequada, ou seja, o prêmio de risco mantém a receita do gerador em períodos de “stress” como estamos vivendo agora e a aumenta em períodos de normalidade. Para as distribuidoras os contratos flexíveis são mais uma ferramenta de gestão de seu portfólio de contratação, reduzindo os riscos de repasse e, no final da cadeia, gerando mais estabilidade e alocando menor risco de PLD para o consumidor final.</i></p> <p><i>Já a possibilidade de sazonalizar contratos, que hoje são flat, pelo perfil da carga das distribuidoras também beneficia muito as distribuidoras e conseqüentemente o consumidor final. A redução das exposições mensais ao PLD reduz significativamente os desbalanços de caixa das empresas e reduzem significativamente a exposição ao risco do PLD para os consumidores. Tudo isso, sem prejudicar o gerador. Desta forma, também se entende a implantação da sazonalização para todos os contratos como uma medida extremamente interessante para o setor.</i></p> <p><i>São possibilidades de interesse público e solicitamos que sejam, com a devida brevidade, estudadas pela ANEEL eventualmente abrindo consulta pública específica.</i></p> <p>4 Conclusão</p> <p><i>A Neoenergia entende a importância da CP 37/2020 no âmbito do aprimoramento dos mecanismos regulatórios destinados à gestão contratual de energia pelas distribuidoras de energia elétrica, visando a mitigação do impacto da pandemia de COVID-19 e, sendo assim, diante da oportunidade de discutir e aprimorar a proposta apresentada, destacamos as seguintes contribuições, já embasadas ao longo desta contribuição:</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Com relação à proposta de diferimento do pagamento de contratos regulados</i></p> <p><u><i>Mecanismo para Negociação de Diferimentos</i></u></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Propomos que as três propostas não sejam excludentes, podendo coexistirem entre si, sendo processadas em momentos distintos;</i> <i>Que o regulador privilegie as propostas de diferimento que sejam opcionais aos agentes permitindo à cada empresa analisar as alternativas, bem como definir suas próprias estratégias. Sendo assim, propomos que o modelo de “Comprador Único” seja adaptado de modo que i) a participação da distribuidora seja voluntária, e ao adentrar no mecanismo ela automaticamente aceita as condições relativas a necessidade de troca financeira entre distribuidoras; ii) para participar do mecanismo as distribuidoras passem a declarar o valor total a ser diferido para que a operação tenha como limite o somatório dos montantes declarados; iii) os montantes declarados devem servir de base para rateio proporcional dos valores diferidos.</i> <p><u><i>Necessidade de consideração dos montantes de energia e vencimento conforme previsão contratual original</i></u></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Que seja mantido o acerto integral da cobertura na apuração da competência na CVA de Energia, ou seja, visando não provocar distorções indesejadas à CVA de Energia, é importante considerar os montantes de energia diferidos em suas competências originais. Ainda que haja o deslocamento temporal de pagamentos, o “fato gerador” dessas obrigações, que é o montante de energia a ser entregue, não deve ter seu mês de competência alterado;</i> <i>Para evitar também distorção quanto ao cálculo da remuneração financeira faz-se necessário que o lançamento na CVA preserve a data de vencimento original da fatura como data de pagamento. Assim, recomenda-se a inclusão de um dispositivo nos submódulos do PRORET para prever também essa situação.</i> <p><i>Com relação aos mecanismos de gestão contratual</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><u>Flexibilização dos Mecanismos Existentes de Gestão Contratual</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Estamos de acordo com as propostas apresentadas na NT 64/2020 com relação aos processamentos extraordinários em junho de 2020 para o MCSDEN e em agosto de 2020 para o MVE. Também estamos de acordo com as propostas de ações de médio e longo prazo que consiste na criação perene de processamentos do MCSDEN A-1 e do MVE Anual em junho de cada ano, com 6 meses de antecedência do início de vigência dos mecanismos, além da criação dos produtos adicionais A-2 para o MVE. Porém há que se levar em conta que a redução de demanda também vivenciada no ACL reduziu o apetite de possíveis compradores, exigindo que eventuais ajustes nos mecanismos possam ir além de novos produtos para aguçar o interesse do ACL em adquirir energia mesmo quando no curto prazo os preços estão bem baixos, e, portanto, sugerimos adicionalmente outros ajustes e aprimoramentos nos mecanismos.</i> <p><u>MVE</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>É fundamental o aprimoramento ou, ao menos, a definição da a regulamentação do tratamento tarifário com relação aos resultados do MVE, pois sem isso será inócuo qualquer esforço de ajustar o mecanismo, seja com relação a ampliação dos produtos disponíveis, postergação da ampliação do limite de venda de 15% para 30% da carga das distribuidoras, ou ainda outras inovações sugeridas pelos agentes nesta Consulta Pública;</i> • <i>Sugere-se tornar dispensável a apuração do resultado de cada operação no MVE com base no PLD que se verificar posteriormente à sua realização, já que, como destacado anteriormente, o preço de cada negociação no MVE pode ser considerado eficiente, além de que, um dos objetivos principais das negociações de energia para as distribuidoras é proteger o portfólio contra variações do PLD;</i> • <i>Adicionalmente, para evitar que a conjuntura de preços de mercado no curto prazo prejudique as operações no MVE, propõe-se que o mecanismo preveja produtos de prazos mais alongados, com duração de 3 a 5 anos, por exemplo, onde os preços de mercado se aproximam mais de suas condições estruturais;</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<ul style="list-style-type: none"> • Com relação aos processamentos do mecanismo, a Resolução Normativa nº 814/2018 já prevê, mas apenas para os produtos trimestrais que ocorrem anualmente (alínea a, b e c, do inciso I, do Artigo 3º da Resolução Normativa nº 814/2018), que o MVE ocorra somente após a realização do MCSDEN. Sendo assim, entendemos como razoável que os processamentos semestrais e trimestrais do MVE (respectivamente inciso II e III, do Artigo 3º da Resolução Normativa nº 814/2018), além dos novos produtos a serem criados também ocorram após os processamentos de MCSDEN; • Propomos que seja tratado com maior celeridade a definição dos montantes de sobrecontratação involuntária, sejam eles oriundos do atual regramento cuja divulgação está represada desde o ano de 2016, ou sejam os volumes extraordinários causados por conta da crise da pandemia. <p><u>MCSDEN</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Para geradores cujo empreendimentos não se encontram em operação: que seja permitida oferta de redução de também nos MCSDEN A-0, a exemplo do que ocorre nos mecanismos A-1, possibilitando a participação não só dos geradores em atraso como também daqueles geradores que passaram por processo de redução da garantia física ou que por algum motivo estejam com a sua operação comercial suspensa; • Para geradores cujos empreendimentos estejam em operação: que excepcionalmente no período da pandemia seja permitido a cessão de lastro das distribuidoras para os geradores em operação comercial caso haja sobras remanescentes após cessões entre as distribuidoras. A transação não geraria desconstrução mas um registro de um contrato virtual entre distribuidora (vendedor) e gerador em operação comercial interessado (comprador), ao preço do seu contrato, onde o montante naturalmente estaria limitado ao volume contratado no ACR. Esse lastro seria definido como convencional ou IO, para evitar os efeitos negativos à CDE descritos pela SRM, de maneira similar ao que já ocorre no MVE. O início do produto se daria no mês subseqüente ao do processamento do MCSDEN, tendo como data fim dezembro de 2023, que consiste num horizonte de tempo futuro suficiente e justificável como impacto remanescente da crise COVID-19; 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<ul style="list-style-type: none"> <i>Ajustes nos produtos: entendemos ser de fácil implementação e com potencial ganho de efetividade se até o ano N do produto principal, a distribuidora pudesse escolher os subprodutos que melhor se encaixem em seu portfólio, portanto do ano A+1 quando sua vigência se inicia, até o ano A+N. Identificamos duas formas simples de se propor essa melhoria do MCSDEN de longo prazo, não excludentes entre si: i) é possível perceber o produto AN+ como uma composição de N produtos A-n, de forma que cada distribuidora possa ofertar um volume específico para cada ano e como os produtos são para um ano civil, as declarações podem ser feitas no mesmo momento de formas independentes; ii) também é possível quebrar o produto maior AN+ em subprodutos menores A(N-x)+, sendo $x < N$. Para esse caso são necessárias rodadas sequenciais com priorização de produtos, ou seja, será necessário escolher um produto principal e após seu processamento permitir rodadas adicionais. Para esse caso as declarações serão dependentes, diferentemente do caso anterior, e portanto, devem ser redeclaradas a cada rodada, pois os processamentos afetarão mais de um ano de uma vez. No exemplo do A4+, é possível rodar prioritariamente o A4+, na sequência, em posse do resultado da etapa anterior, processaria o A3+ e assim sucessivamente, por exemplo.</i> <p><u>Acordos Bilaterais</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Para geradores cujo empreendimentos não se encontram em operação: Propomos que sejam elegíveis não só dos geradores em atraso como também aqueles que por algum motivo estejam com a sua operação comercial suspensa;</i> <i>Para geradores cujos empreendimentos estejam em operação: propõe-se a participação dos mesmos de forma excepcional em função da crise vivenciada. Para este grupo de geradores especificamente que a redução contratual seja efetuada também como registro de um contrato virtual entre distribuidora (vendedor) e gerador em operação comercial interessado (comprador), ao preço do seu contrato, onde o montante naturalmente estaria limitado ao volume contratado junto à distribuidora, sendo o lastro definido como convencional ou IO, para evitar os efeitos negativos à CDE. Para tais reduções, propomos que volte a ser calculado o componente financeiro tal como previa o Art. 3º da Resolução Normativa nº 711/2016, antes de ser modificada pela Resolução</i> 		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>Normativa nº 824/2018. Propomos como inovação, no entanto, que em caso de bônus o benefício seja repassado integralmente para a tarifa.</i></p> <p><i>Outras contribuições apresentadas, ainda que fora do escopo da CP 37/2020</i></p> <p><u><i>Ações de Curto Prazo:</i></u></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Redução do lastro de cotas: embora a medida seja de competência do MME, entende-se como pertinente a proposição desta alternativa em função de possibilidade de interlocução da ANEEL junto ao Ministério no tocante a reavaliação do percentual de contratação do lastro de cotas de garantia física já para o ano de 2020;</i> <i>• Leilão de Descontratação de Usinas com CVU Elevado: os geradores ofereceriam deságio para receber a antecipação da Receita Fixa e encerrar antecipadamente os CCEARs. Os vencedores do leilão de descontratação seriam os geradores que ofertassem os maiores deságios. A antecipação da receita seria coberta por um empréstimo a ser repassado às tarifas. Sugere-se que o mecanismo seja implementado ainda em 2020, prioritariamente, com expectativa elevada de efetividade.</i> <p><u><i>Ações de Médio e Longo Prazo:</i></u></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Flexibilização Contratual e Sazonalização de Contratos: propomos que os contratos do ambiente regulado sejam repensados para inclusão de cláusulas que permitam uma flexibilidade contratual vinculada ao nível de consumo/carga das distribuidoras. Tal mecanismo já é amplamente utilizado em contratos celebrados no mercado de contratação livre de energia e poderia ser uma nova e ótima opção para aumentar a gestão do portfólio das distribuidoras no Brasil.</i> <hr/> <p><i>1 Dezembro de 2018, março, junho, setembro e dezembro de 2019, março, maio e junho de 2020.</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p>2 Média do número de ofertantes ponderada pelo volume ofertado em cada produto de cada processamento do MVE.</p> <p>3 Mínimo entre o total de ofertas de compra e de venda para cada rodada do mecanismo. A soma das ofertas potenciais de cada rodada representa a oferta potencial agregada de todas as rodadas do mecanismo.</p> <p>4 Para os demandantes, assume-se que estes já participavam ativamente de negociações no ACL, portanto enfrentariam menos dificuldade nas definições dos parâmetros desejados para cada produto do mecanismo.”</p>		
65	UNICA	<p>A associação sugere que seja permitida a participação de usinas em operação comercial no MCSDEN e na negociação bilateral da REN 711/2016, sendo que a energia descontratada seria comercializada como convencional especial ou convencional.</p> <p><u>Justificativa:</u> “3. A PARTICIPAÇÃO DE GERADORAS EM OPERAÇÃO COMERCIAL NOS DEMAIS MECANISMOS DE FLEXIBILIZAÇÃO A Nota Técnica nº 64/2020-SRM/ANEEL, de 05/06/2020, a partir do item III.2 discute a conveniência de flexibilização de instrumentos de gestão de cobertura contratual das distribuidoras de energia: (i) o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN) – estabelecido pela Resolução Normativa nº 693/2015, (ii) a negociação bilateral - objeto da Resolução Normativa nº 711/2016, e (iii) o Mecanismos de Venda de Excedentes de Energia (MVE). As contribuições/observações da UNICA tratam apenas dos mecanismos (i) e (ii), a saber:</p> <p>a) Conforme consta da Nota Técnica nº 64/2020-SRM/ANEEL, em junho de 2016, a Resolução Normativa nº 727 alterou a REN 693/2015 para possibilitar que geradores de energia, vendedores de leilões de energia nova, pudessem participar do MCSDEN em uma etapa final, com a descontração de eventual sobra contratual remanescentes das distribuidoras. Já a Resolução Normativa nº 711, de abril de 2016, por sua vez, permitiu a negociação bilateral entre geradores e distribuidoras para descontração temporária ou permanente de montantes de energia oriundos de leilões de energia nova.</p>	Não aceita	Ver seção III.2.1.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>b) Cumpre destacar que em sua concepção, a implementação de tais mecanismos, coordenados pela CCEE, tinha por objetivo incentivar o comportamento adequado da distribuidora na escolha dos contratos a serem objeto de acordo, de forma a priorizar a desconstrução dos contratos mais caros, referentes a usinas em operação comercial ou não.</i></p> <p><i>c) Em novembro de 2017, foi instituída a Audiência 070/2017, com o objetivo de obter subsídios para a regulamentação da venda de excedentes de que trata o art. 6º da Lei nº 13.360/2016. Como resultado da AP 70/2017, foi emitida a Resolução Normativa nº 824, de 2018, que regulamentou o MVE e restringiu a redução de contratos no MCSDEN e na REN 711 a empreendimentos que não tenham unidade geradora em operação comercial, perdendo-se justamente em abrangência e flexibilidade.</i></p> <p><i>d) Segundo a ANEEL, a principal recusa em se permitir a participação de usinas em operação comercial de tais mecanismos foi que maioria das usinas em operação comercial, quando foi permitido, teria desconstruído energia com direito a desconto na tarifa de uso, desconto esse que pode ser repassado ao comprador da energia no mercado livre, o que traz um aumento de custos à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).</i></p> <p><i>e) Embora o histórico de operações efetivas para tal conclusão tenha sido relativamente reduzido, depreende-se que havia dúvida, caso permitisse a participação de usinas em operação comercial, que poderia ocorrer o evento da seleção adversa, pois incentivos de geradores e consumidores cativos não estariam alinhados. No entanto, o advento da pandemia de COVID-19 trouxe uma situação não esperada aos agentes, cabendo a rediscussão sobre uma flexibilização efetiva e eficaz dos Mecanismos de Gestão de Portfólio das Distribuidoras.</i></p> <p><i>f) Diante do significativo valor envolvido e possibilidade de economia aos consumidores finais e/ou contribuintes brasileiros², é importante termos como diretriz que quanto maior o número de participantes nos mecanismos de flexibilização, melhores resultados poderão ser obtidos para as distribuidoras e, por consequência, aos seus consumidores cativos. Nesta linha, a UNICA entende que, diante da situação excepcional, deveríamos incluir a possibilidade de participação de usinas em operação comercial no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSDEN) – estabelecido</i></p>		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS				
#	Entidade	Texto	Aproveitamento	Justificativa
		<p><i>pela Resolução Normativa nº 693/2015, e na negociação bilateral - objeto da Resolução Normativa nº 711/2016.</i></p> <p><i>g) Porém, como esforço para se evitar o evento da seleção adversa, objetivando-se que os incentivos de geradores e consumidores cativos estejam minimamente alinhados, sugere-se que a desconstrução de usina em operação comercial, com direito a desconto na tarifa de uso, utilizando-se os Mecanismos de Flexibilização supracitados, seja realizada na modalidade convencional especial (modelagem i0) e/ ou convencional.</i></p> <p><i>h) A mesma sugestão de se permitir a participação de usinas em operação comercial é extensiva para o mecanismo envolvendo CCEARs relativos a usinas com cronograma de obras atrasado, caso este venha a ser implementado de forma consolidada pela ANEEL/CCEE.</i></p> <hr/> <p><i>2 “Atualmente são pagos aproximadamente R\$ 3 bilhões de reais por mês pelas Distribuidoras aos Geradores de Energia à título de Receita Fixa, em conformidade com o estabelecido nos Contratos de Comercialização de Energia firmados no Ambiente Regulado” (item 12 do voto do diretor relator, junho/2020).”</i></p>		